Cour des comptes

ENTITÉS ET POLITIQUES PUBLIQUES

LA FILIÈRE EPR : UNE DYNAMIQUE NOUVELLE, DES RISQUES PERSISTANTS

Rapport de suites

Rapport public thématique

Évaluation de politique publique

Janvier 2025

Sommaire

Procédures et méthodes

En application de l'article L. 143-6 du code des juridictions financières, la Cour des comptes publie chaque année un rapport public annuel et des rapports publics thématiques.

Ces travaux et leurs suites sont réalisés par l'une des six chambres que comprend la Cour ou par une formation associant plusieurs chambres et/ou plusieurs chambres régionales ou territoriales des comptes.

Trois principes fondamentaux gouvernent l'organisation et l'activité de la Cour ainsi que des chambres régionales et territoriales des comptes, donc aussi bien l'exécution de leurs contrôles et enquêtes que l'élaboration des rapports publics : l'indépendance, la contradiction et la collégialité.

L'**indépendance** institutionnelle des juridictions financières et l'indépendance statutaire de leurs membres garantissent que les contrôles effectués et les conclusions tirées le sont en toute liberté d'appréciation.

La **contradiction** implique que toutes les constatations et appréciations faites lors d'un contrôle ou d'une enquête, de même que toutes les observations et recommandations formulées ensuite, sont systématiquement soumises aux responsables des administrations ou organismes concernés ; elles ne peuvent être rendues définitives qu'après prise en compte des réponses reçues et, s'il y a lieu, après audition des responsables concernés.

Sauf pour les rapports réalisés à la demande du Parlement ou du Gouvernement, la publication d'un rapport est nécessairement précédée par la communication du projet de texte, que la Cour se propose de publier, aux ministres et aux responsables des organismes concernés, ainsi qu'aux autres personnes morales ou physiques directement intéressées. Dans le rapport publié, leurs réponses sont présentées en annexe du texte de la Cour.

La **collégialité** intervient pour conclure les principales étapes des procédures de contrôle et de publication. Tout contrôle ou enquête est confié à un ou plusieurs rapporteurs. Le rapport d'instruction, comme les projets ultérieurs d'observations et de recommandations, provisoires et définitives, sont examinés et délibérés de façon collégiale, par une formation comprenant au moins trois magistrats. L'un des magistrats assure le rôle de contre-rapporteur et veille à la qualité des contrôles.

⁂

Des questionnaires ont été envoyés à la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), à l'Agence des participations de l'État (APE), à la Délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN), à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), à l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) et au président directeur général d'EDF. Des réunions ont été tenues avec, outre ces acteurs, les principales parties prenantes du dispositif : Réseau de Transport d'Électricité (RTE), secrétariat général de la Défense et de la sécurité nationale (SGDSN), Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (GIFEN), Comité de revue de programme du nouveau nucléaire français, Université des métiers du nucléaire, AREVA SA et Framatome. L'équipe de contrôle a également effectué une visite sur place du site de l'EPR de Flamanville. La procédure contradictoire, complétée de cinq auditions, a permis utilement aux destinataires d'observations provisoires de faire part de leurs remarques.

⁂

Le projet de rapport a été délibéré, le 20 septembre 2024 par la deuxième chambre présidée par Mme Mercereau, présidente de chambre, et composée de Mme Roche, MM. Allain et Vincent, conseillers maîtres, M. Gout, conseiller maître, et Mme Bibaoui, conseillère référendaire en service extraordinaire, en qualité de rapporteurs ainsi que de M. Guéroult, conseiller maître, en tant que contre-rapporteur.

Le projet de rapport a été examiné et approuvé, le 5 novembre 2024, par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de M. Moscovici, Premier président, M. Charpy, Mme Camby, M. Meddah, Mme Mercereau, M. Lejeune et Mme Thibault, présidentes et présidents de chambre de la Cour, M. Strassel, Mme Daussin-Charpentier, Mme Renet et Mme Bonnafoux, présidentes et présidents de chambre régionale des comptes, et Mme Hamayon, Procureure générale, entendue en ses avis.

⁂

Les rapports publics de la Cour des comptes sont accessibles en ligne sur le site internet de la Cour et des chambres régionales et territoriales des comptes : www.ccomptes.fr.

Ils sont diffusés par La Documentation Française.

Synthèse

Dans son rapport sur la filière EPR (*Evolutionary Power Reactor*) publié en juillet 2020, la Cour a mis en évidence de multiples défaillances et errements expliquant notamment les retards et surcoûts majeurs des projets de réacteurs nucléaires de nouvelle génération dits EPR en construction ou en activité, notamment celui de Flamanville. Pour éviter que ces difficultés ne se reproduisent et compromettent l'avenir de cette filière française, dans un contexte de restructuration profonde de cette industrie suite à la quasi-faillite du groupe Areva, la Cour formulait alors neuf recommandations.

Depuis, le contexte a significativement évolué et un programme de construction de nouveaux EPR a été annoncé par le gouvernement en 2022. Un point d'étape sur la mise en œuvre des recommandations de la Cour est donc nécessaire pour vérifier les conditions de mise en œuvre de cette politique aux enjeux de long terme considérables en termes financiers, industriels, énergétiques et environnementaux.

Il ressort de cette analyse que, même si la filière nucléaire française a commencé à s'organiser pour mettre en œuvre la stratégie énoncée en 2022, elle est loin d'être prête et doit encore surmonter de nombreux défis dont certains sont préoccupants.

Au terme de son analyse, la Cour constate que la recommandation (n°6), pourtant essentielle, demandant de calculer la rentabilité prévisionnelle de Flamanville 3 et de l'EPR 2 et d'en assurer le suivi, n'a pas été mise en œuvre. Les autres recommandations ont, quant à elles, fait l'objet d'une mise en œuvre totale ou partielle. S'agissant des engagements internationaux d'EDF, la Cour formule une nouvelle recommandation afin de tenir compte du nouveau contexte et des retours d'expérience.

Les premiers éléments d'une relance de la filière EPR

Après les années « Fukushima »[1], l'industrie nucléaire bénéficie à nouveau depuis peu d'un contexte international porteur. En France, de nombreux travaux sur le mix énergétique de long terme ont étayé l'idée selon laquelle le nucléaire est indispensable à la décarbonation de l'économie. Sur la base de ces constats, le gouvernement a annoncé en février 2022 un programme de construction de trois paires de réacteurs EPR2, éventuellement complétées ensuite par quatre autres paires[2].

La filière industrielle nucléaire française s'est restructurée autour d'Orano et d'EDF.Framatome et Arabelle Solutions, acteurs essentiels à la construction de nouvelles centrales, sont désormais sous contrôle du principal producteur d'électricité français. Au sein d'EDF, dont le capital est à nouveau entièrement détenu par l'État, de premiers efforts de réorganisation et de rationalisation des processus ont été enclenchés.

Divers outils législatifs et stratégiques ont été conçus ou sont en cours de conception ou de mises à jour : loi du 22 juin 2023 d'accélération du nucléaire[3], loi du 11 avril 2024 visant à protéger le groupe Électricité de France d'un démembrement, projet de Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC) dont font partie les projets de troisième Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et de Stratégie nationale bas carbone (SNBC).

Parallèlement, la gouvernance du nucléaire a été réformée : réactivation du conseil de politique nucléaire (CPN) en 2023, création de la délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN) en 2022[4], renforcement du Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (GIFEN), fusion de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) en 2024[5].

Le recours aux retours d'expériences et l'analyse des risques ont été développés. En 2020, la Cour avait recommandé de « *conduire un exercice de retour d'expérience complet sur tous les EPR construits ou en*

---

[1] L'accident nucléaire de Fukushima est survenu au Japon à la suite du tsunami du 11 mars 2011. Cet incident est classé au niveau 7, le plus élevé sur l'échelle internationale des événements nucléaires (INES), au même degré de gravité que la catastrophe de Tchernobyl en 1986.

[2] Discours de Belfort prononcé par le Président de la République le 10 février 2022

[3] Loi n° 2023-491 du 22 juin 2023 relative à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes.

[4] Décret n° 2022-1411 du 7 novembre 2022 instituant une délégation de programme interministérielle au nouveau nucléaire.

[5] Loi du 21 mai 2024 relative à l'organisation de la gouvernance de la sûreté nucléaire et de la radioprotection pour répondre au défi de la relance de la filière nucléaire.

construction en France et à l'étranger, avec l'ensemble des acteurs concernés, préalablement au lancement d'un éventuel chantier de nouveaux réacteurs électronucléaires » (recommandation n°8). De manière générale, cette recommandation a été mise en œuvre, même si cela a été fait de manière fractionnée et échelonnée (davantage que dans un exercice commun entre tous les acteurs concernés). Des marges de progrès demeurent présentes.

Par ailleurs, un vaste travail d'audit, d'évaluation des coûts et des contraintes a été lancé sous coordination interministérielle et avec le concours d'EDF.

Enfin, des programmes ont été engagés pour développer les compétences et anticiper les besoins de recrutements massifs des prochaines années.

Des surcoûts, retards et incertitudes trop nombreux qui nécessitent des réponses des pouvoirs publics et de la filière

En 2020, la Cour recommandait de « *calculer la rentabilité prévisionnelle du réacteur de Flamanville 3 et de l'EPR2 et en assurer le suivi* » (recommandation n°6). EDF n'a pas communiqué ces informations, ce qui amène à considérer cette recommandation comme non mise en œuvre. Les calculs effectués par la Cour aboutissent à une rentabilité médiocre pour Flamanville 3, inférieure au coût moyen pondéré du capital de l'entreprise, sur la base d'un coût total de construction estimé à environ 23,7 Md€$_{2023}$ (intérêts intercalaires compris).

S'agissant du programme EPR2, sa maturité technique a été jugée encore insuffisante fin 2023 pour envisager le passage de la conception initiale à la conception détaillée. Ayant franchi ce jalon en juillet 2024[6], il conviendrait, entre autres, de réviser les coûts et délais du programme EPR2 en intégrant les raisons et les conséquences du report de cette échéance.

La rentabilité prévisionnelle du programme EPR2 reste, à ce stade, inconnue, d'autant que les conditions de financement de ce programme ne sont toujours pas arrêtées. Lorsqu'elles le seront, une année supplémentaire (voire davantage) sera nécessaire en vue d'obtenir leur approbation par la Commission européenne. Ces délais et incertitudes (qui portent également sur le nombre de centrales à construire) réduisent la visibilité dont les acteurs de la filière ont besoin pour s'engager dans les projets industriels de cette ampleur et obtenir des financements. L'accumulation de risques et de contraintes pourrait conduire à un échec du programme EPR2.

[6] Lors du Comité de revue du 22 juillet 2024.

Les surcoûts de construction et les incertitudes sur la rentabilité des EPR font peser un risque sur l'actionnaire, c'est à dire l'Etat.

Le programme EPR2 restant marqué par un retard de conception, une absence de devis abouti et de plan de financement alors qu'EDF demeure très fortement endettée, la Cour émet une nouvelle recommandation : retenir la décision finale d'investissement du programme EPR2 jusqu'à la sécurisation de son financement et l'avancement des études de conception détaillée conforme à la trajectoire visée pour le jalon du premier béton nucléaire. Il s'agit d'éviter les dérives observées pour les EPR d'Olkiluoto en Finlande, d'Hinkley Point au Royaume-Uni ou de Flamanville en France.

Des réacteurs EPR en activité en Chine et en Finlande ont connu, ces dernières années, de multiples dysfonctionnements techniques, avec des impacts financiers importants et des conséquences dommageables pour la crédibilité du programme EPR2. La Cour recommandait en 2020 de « *définir, avant l'engagement des projets internationaux, leurs niveaux de risques et de rentabilité attendue ainsi que leurs conditions de financement et s'y conformer* » (recommandation n°7). Les projets internationaux étant dans des situations très diverses, cette recommandation est remplacée par une recommandation plus ciblée.

En Grande Bretagne, EDF est confronté, sur le chantier de l'EPR de Hinkley Point, à une augmentation considérable des coûts accompagnée d'un nouveau retard de deux ans, et à une lourde contrainte de financement causée par le retrait du co-actionnaire chinois. EDF a dû enregistrer dans ses comptes 2023 une provision pour dépréciation de cet actif qui a réduit ses résultats de 11,5 Md€. S'agissant du projet d'EPR à Sizewell, les retards s'accumulent déjà, avant-même que la décision d'investissement ait été prise, avec de premières conséquences négatives en termes organisationnels et financiers. La Cour préconise donc de ne pas approuver une décision finale d'investissement d'EDF dans Sizewell C avant l'obtention d'une réduction significative de son exposition financière dans Hinkey Point C.

La stratégie du groupe EDF qui prévoit de poursuivre la promotion de l'EPR à l'international ne devrait plus conduire le groupe à des engagements en fonds propres ou à des prises de risques excessifs en termes de rentabilité comme de coordination opérationnelle entre les différents projets (notamment dans un contexte de disponibilité limitée des compétences techniques). La Cour recommande donc de s'assurer que tout nouveau projet international dans le secteur nucléaire soit générateur de synergies chiffrées avec le programme EPR2 et ne ralentisse pas le calendrier de ce programme en France.

S'agissant des modalités de conception des réacteurs EPR, les référentiels techniques et réglementaires ont eu tendance à être fréquemment modifiés ces dernières années : leur stabilisation constitue un enjeu pour donner plus de visibilité aux acteurs et veiller à ce que leur évolution soit en stricte adéquation avec le juste besoin, au minimum sur la période de conception et de réalisation de la série des trois premières paires d'EPR 2.

Visant à renforcer le portage du nouveau programme nucléaire, la réorganisation interne d'EDF est effective depuis avril 2024, bien que non totalement finalisée. Elle envisage une clarification des responsabilités entre maîtrise d'œuvre (MOE) et maîtrise d'ouvrage (MOA) d'une part et entre la MOE et l'ingénierie mais également la *supply chain*[7] d'autre part, comme recommandé précédemment par la Cour. Mais cette nouvelle organisation n'a pas encore été concrètement mise à l'épreuve. Afin d'éviter la reproduction des phénomènes ayant nui à la conduite du chantier de Flamanville, il convient notamment de garantir la mise à jour et la cohérence du manuel de gouvernance détaillant le partage des fonctions entre la MOA et la MOE avec la nouvelle organisation de la filière nucléaire au sein d'EDF.

La structuration de la filière nucléaire au sein même du groupe EDF, illustrée notamment par ses deux filiales Framatome et Arabelle Solutions, est de nature à répondre aux enjeux du programme nouveau nucléaire France (PNNF). D'après les projections réalisées, extrapolées à l'ensemble des 200 000 emplois de la filière, la charge du programme nucléaire nécessitera le recrutement de 100 000 emplois supplémentaires d'ici 2033. Cependant, les efforts engagés pour renforcer la filière industrielle nucléaire restent insuffisants, notamment pour assurer sa nécessaire remontée en compétences et capacités.

Bien que révisée, la stratégie industrielle et contractuelle mise en place par EDF, déjà critiquée par la Cour en 2020, ne permet pas encore de garantir la responsabilisation des acteurs et les incitations à la performance qui sont indispensables à la réussite du programme EPR2. Dans ce domaine, les missions de supervision des nouveaux projets nucléaires, de mobilisation et de coordination des pouvoirs publics, et de suivi des divers audits qui accompagnent la relance de la filière, confiées par l'État à la délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN), sont déterminantes pour assurer la réussite du programme de construction des nouveaux réacteurs électronucléaires.

[7] Selon la définition d'EDF, la *supply chain* est l'ensemble des fonctions (depuis la stratégie, la contractualisation, jusqu'à la maîtrise des fabrications et réalisations) visant à sécuriser les activités des partenaires industriels d'EDF.

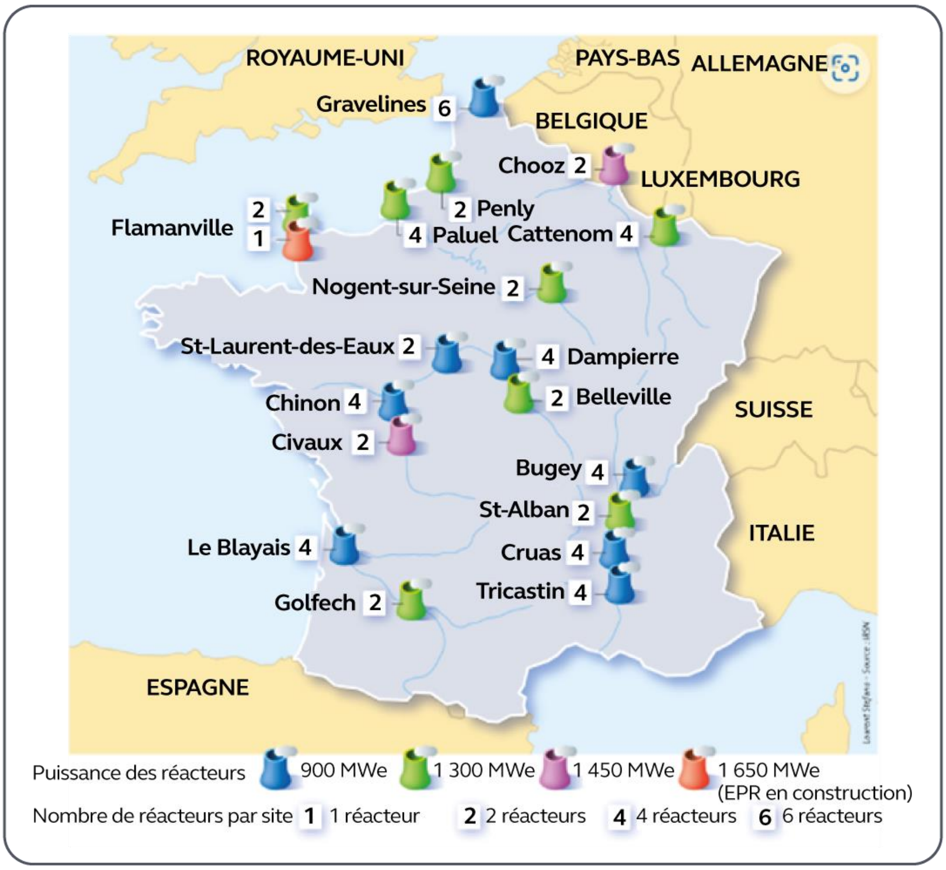
Récapitulatif des recommandations

1. Retenir la décision finale d'investissement du programme EPR2 jusqu'à la sécurisation de son financement et l'avancement des études de conception détaillée conforme à la trajectoire visée pour le jalon du premier béton nucléaire (*EDF, ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, ministère de la transition écologique, de l'énergie, du climat et de la prévention des risques, 2024*).
2. S'assurer que tout nouveau projet international dans le domaine du nucléaire soit générateur de gains chiffrés et ne retarde pas le calendrier du programme EPR2 en France (*EDF, ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, 2024*).

Introduction

En France, le parc des réacteurs nucléaires de production d'électricité actuellement en exploitation comprend un total de 56 réacteurs à eau sous pression (REP) dits de « génération II », dont 32 réacteurs d'une puissance de 900 MWe, 20 réacteurs de 1300 MWe, les 4 derniers délivrant chacun 1450 MWe. Un 57ème réacteur de type EPR, dit de « génération III », a été récemment mis en service à Flamanville et sa production a été raccordée au réseau national le 21 décembre 2024.

Carte n° 1 : carte géographique des réacteurs en exploitation



Source :IRSN Le parc des réacteurs nucléaires français | IRSN

La part de la filière nucléaire reste de loin prépondérante dans la production électrique française, avec 65 % en 2023, selon les données du gestionnaire du réseau public d'électricité RTE (Réseau de Transport d'Électricité. En 2022, le volume de production avait atteint un minimum historique depuis 1988 (279 TWh) en raison des contrôles et réparations liées au phénomène de corrosion sous contrainte identifié fin 2021 par EDF, justifiant l'arrêt de nombreux réacteurs. Selon les estimations de l'exploitant EDF, rendues publiques en décembre 2023, la production nucléaire pourrait retrouver un niveau compris dans la fourchette 335-365 TWh de production annuelle dès 2025. L'estimation pour 2024 a par ailleurs été revue à la hausse en septembre 2024 par l'exploitant, elle devrait se situer entre 340 et 360 TWh.

Le présent rapport fait suite au rapport public thématique de la Cour sur « La filière EPR[8] » publié en juillet 2020. Ce dernier dressait plusieurs constats préoccupants pour la filière.

La Cour soulignait l'échec opérationnel patent de la construction de l'EPR de Flamanville dont les coûts et délais avaient été particulièrement sous-estimés. Elle critiquait le défaut d'organisation du suivi du projet par EDF, le manque de vigilance des autorités de tutelle et leur retard à prendre en compte la perte de compétences techniques et de culture qualité de la filière nucléaire.

Les chantiers de réacteurs EPR à l'étranger connaissaient également des dérives de coûts et de délais significatifs (Olkiluoto 3 en Finlande, Hinkley Point C au Royaume-Uni). Les réacteurs EPR de Taishan 1 et Taishan 2 avaient été mis en service en Chine en 2018 et 2019, avec un retard de cinq ans sur le calendrier prévu et un surcoût de 60 % par rapport au budget prévisionnel.

À la suite de ces constats, la Cour formulait neuf recommandations concernant la conduite des chantiers EPR (recommandations 1 à 5) et la préparation des décisions à venir (recommandations 6 à 9).

Depuis le rapport de la Cour de 2020, le contexte tant international que national a évolué dans un sens favorable au développement de nouveaux projets de réacteurs nucléaires.

Le développement de ces nouveaux projets vise à répondre à la fois aux enjeux de renouvellement du parc actuel vieillissant, de sécurité d'approvisionnement en énergie non intermittente, de baisse des émissions de gaz à effet de serre, de manière à atteindre les objectifs de l'Accord de

---

[8] « *European Pressurized Reactor* » pour la version 1 et « *Evolutionary Power Reactor 2* » pour l'EPR 2.

Paris. Compte tenu de la durée de vie des réacteurs et du temps nécessaire à leur démantèlement au terme de leur exploitation, ces projets engagent le pays à long terme. On ne saurait par conséquent sous-estimer l'importance déterminante et le caractère structurant de ce choix pour la collectivité nationale.

En 2021, l'entreprise Réseau de Transport d'Électricité (RTE) a proposé, dans « Futurs énergétiques 2050 », six scénarios possibles de mix énergétiques pouvant répondre aux objectifs de décarbonation dont trois intégraient de nouveaux réacteurs nucléaires. Le discours de Belfort du Président de la République le 10 février 2022[9] est venu consacrer une réorientation de la politique énergétique française en faveur de la relance d'un programme de constructions de nouveaux réacteurs nucléaires. (cf. annexe n° 1). Sept mois plus tard, il confirmera, à Saint-Nazaire, l'objectif de construire trois paires de réacteurs EPR2 suivis de quatre autres paires, le développement en parallèle de petits réacteurs modulaires (SMR), et l'annonce d'un « immense plan de recrutement, de formation, d'entretien des compétences ».

Des projets de construction de réacteurs nucléaires sont également en cours de déploiement en Europe. Le Royaume-Uni vise ainsi un objectif de 24 GW de capacités nucléaires en 2050 ; la Pologne dispose d'un programme visant à développer 6 à 9 GW de capacités de production nucléaire ; la République Tchèque veut désormais construire quatre réacteurs nucléaires (au lieu d'un seul prévu initialement) ; et des programmes sont en projet au Pays-Bas, en Suède, en Croatie, en Slovénie et en Bulgarie.

De plus, en février 2023, quinze pays de l'Union européenne dont la France ont créé une « Alliance du nucléaire » visant à renforcer les coopérations dans ce domaine[10], et lors de la conférence des parties sur le climat en décembre 2023 (COP28), une vingtaine d'États ont appelé à tripler les capacités de l'énergie nucléaire d'ici à 2050 par rapport à 2020[11].

[9] Discours de Belfort du Président de la République sur la stratégie énergétique française, 10 février 2022.

[10] Cette « Alliance du nucléaire » a annoncé que la puissance électrique nucléaire installée pourrait atteindre dans l'Union européenne jusqu'à 150 GW d'ici à 2050, contre environ 100 GW aujourd'hui, grâce à la poursuite d'exploitation des installations existantes, la construction de 30 à 45 nouveaux réacteurs de forte puissance et le développement de petits réacteurs modulaires (SMR).

[11] 118 États ont également appelé à tripler les capacités de production d'énergie renouvelable d'ici à 2030. La France s'y est dite favorable, ainsi qu'au renforcement des capacités de production électrique nucléaire dans le monde d'ici 2050.

En France, les grands choix énergétiques annoncés en 2022 ont été confirmés et précisés dans la stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC) soumise à la consultation du public en novembre 2023 : la relance du nucléaire doit ainsi passer par l'amélioration de la performance du parc nucléaire existant pour atteindre un objectif de production de 400 TWh d'ici à 2030. Il s'agit désormais de maintenir en exploitation l'ensemble du parc, sous réserve que les exigences de sûreté le permettent, de lancer le nouveau programme d'EPR 2 (stratégie du « 6+8 »), de développer au moins un prototype de petit réacteur innovant (SMR) d'ici 2030, et de renforcer les installations de l'aval du cycle nucléaire. Les grands objectifs de politique énergétique qui découlent de cette stratégie ont été traduits dans les documents de programmation en consultation fin 2024 : la troisième stratégie nationale bas carbone (SNBC) et la troisième programmation pluriannuelle de l'énergie.

Parallèlement, le Conseil et le Parlement européen sont parvenus en décembre 2023 à un accord provisoire sur la réforme du marché européen de l'électricité. Le Parlement l'a adopté en avril 2024[12], mais son impact ne se manifestera probablement qu'à partir de 2026. Il intègre le nucléaire comme « énergie bas carbone » et inclut notamment le dispositif « contrat pour différence » (Cf D) ou « contrat d'écart compensatoire bidirectionnel », outil visant à offrir davantage de prévisibilité aux investisseurs pour soutenir les investissements dans de nouvelles installations de production d'électricité. En France, des modifications de la régulation du prix de l'électricité visant également à encourager le développement de contrats de moyen long terme, entre acteurs de gré à gré, tout en encadrant les prix pour protéger les consommateurs, sont en cours d'élaboration. Un nouveau système doit en effet prendre la suite du dispositif d'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH), auquel il sera mis fin le 31 décembre 2025.

Dans ce contexte nouveau, substantiellement modifié par rapport à 2020, le présent rapport entend réaliser un suivi de la mise en œuvre des recommandations antérieures et actualiser un certain nombre de constats et analyses au regard des évolutions significatives intervenues au cours de la période récente.

La première partie du rapport traite des projets d'EPR en France et à l'étranger. Après avoir dressé un état d'avancement à ce jour de chacun de ces projets, elle montre que, malgré le recours croissant à la pratique du retour d'expérience – comme recommandé par la Cour – ces projets restent marqués par une dérive de leurs calendriers et de leurs coûts.

[12] Après l'approbation du Parlement, le Conseil doit adopter formellement la législation pour qu'elle puisse entrer en vigueur.

La deuxième partie évalue l'état de préparation de la filière électronucléaire face aux défis d'un programme d'investissement qui est le plus structurant depuis des décennies, par ses enjeux économiques, financiers et industriels. Elle montre que la filière nucléaire française, bien qu'en cours de structuration, reste exposée à de nombreuses incertitudes techniques, industrielles et organisationnelles qui appellent des réponses précises préalablement à la confirmation du programme de construction de réacteurs EPR2.

Chapitre I

Des projets marqués par des retards

et surcoûts systématiques

En dépit d'une pratique récemment accrue du retour d'expérience, les projets de la filière EPR française, en France et à l'étranger, sont caractérisés par des retards et des surcoûts importants.

I - Des retours d'expérience effectifs mais encore insuffisamment partagés

Dans son rapport sur la filière EPR de 2020, la Cour recommandait de « *conduire un exercice de retour d'expérience complet sur tous les EPR construits ou en construction en France et à l'étranger, avec l'ensemble des acteurs concernés, préalablement au lancement d'un éventuel chantier de nouveaux réacteurs électronucléaires* » (recommandation n°8). Cette recommandation a été partiellement mise en œuvre. Cet exercice reste souvent effectué de manière fractionnée et échelonnée. Des marges de progrès demeurent présentes, conduisant à un meilleur partage entre tous les acteurs concernés comme cela est d'ailleurs souligné par la revue du programme EPR2 et comme le détaillent les pages suivantes.

Divers audits privés et rapports d'autorités publiques ont indiqué que la stratégie exposée à Belfort reposait sur des retours d'expérience correctement pris en compte. En novembre 2019, le syndicat professionnel de l'industrie nucléaire française (Gifen) a effectué un retour d'expérience des chantiers d'Olkiluoto et de Taishan et a formulé six préconisations pour

assurer la réussite des futurs projets, avec lesquelles EDF s'est déclaré en accord[13]. En 2020, le cabinet Roland Berger a notamment conclu : « *un effort important d'intégration du retour d'expérience des projets EPR (Flamanville 3, Hinkley Point C) est observé, en matière de maîtrise de l'ingénierie, d'optimisation de la constructibilité, d'amélioration de l'industrialisation, de sélection et de surveillance des fournisseurs et de pilotage de projet* »[14]. En 2021, les cabinets Accuracy et NucAdvisor ont estimé que le chiffrage du programme EPR2 reposait « *globalement sur des références fiables et cohérentes », en particulier « la prise en compte du retour d'expérience issu de la construction d'autres EPR (FA3, HPC, TSN) ou du parc existant* »[15]. En février 2022, les pouvoirs publics ont synthétisé les analyses de ces deux documents dans un rapport sur le nouveau nucléaire en réponse à une demande relative à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Ils y rappellent notamment que la conception de l'EPR2 est, par essence, un exercice de prise en compte du retour d'expérience des EPR[16].

Enfin, en octobre 2022, l'IRSN a publié deux rapports concernant des retours d'expérience en termes de sûreté pour la Commission nationale du débat public (CNDP) : le premier a estimé que la conception de l'EPR2 intégrait le retour d'expérience des réacteurs existants[17] ; le second a détaillé les principaux problèmes détectés avec l'ASN sur l'EPR de Flamanville et sur les réacteurs de Taishan ainsi que la manière – qu'il juge satisfaisante - dont EDF a pris en compte ces retours d'expérience[18].

Le retour d'expérience fait également l'objet d'obligations dans le processus administratif d'autorisation du réacteur EPR de Flamanville 3. Par exemple, en 2021, l'Autorité environnementale a demandé à EDF divers retours d'expérience complémentaires. Dans sa réponse, EDF décrit sa manière de prendre en compte les problèmes de fuite sur les soupapes du pressuriseur d'Olkiluoto 3 et ceux des crayons d'assemblages combustible de Taïshan 1.

[13] EDF, RTE, *Dossier du maître d'ouvrage*, Octobre 2022.
[14] Roland Berger, *Audit sur les coûts du réacteur EPR2*, 8 janvier 2020. Rapport commandé par le Gouvernement.
[15] Accuray, NucAdvisor, *Audit des coûts du programme EPR2*, 4 octobre 2021. Rapport commandé par le Gouvernement pour auditer la proposition d'EDF d'un programme de construction de trois paires d'EPR2.
[16] Gouvernement, *Travaux relatifs au nouveau nucléaire - PPE 2019-2028*, février 2022
[17] IRSN, *Les Alternatives au réacteur EPR2*, 18 octobre 2022
[18] IRSN, *Retour d'expérience des projets d'EPR dans le monde*, 18 octobre 2022

De même, l'ASN impose à EDF de lui transmettre divers retours d'expérience sur les EPR déjà mis en service et de lui décrire la manière dont il entend les prendre en compte pour le réacteur EPR de Flamanville (FLA 3). Ces éléments sont transmis pour avis à l'IRSN qui, le plus souvent, les valide, en y ajoutant parfois des recommandations d'actions complémentaires ou des sujets de vigilance. Par exemple, cela a été le cas en juillet 2022 pour des essais de démarrage, en janvier 2023 s'agissant des anomalies relatives au combustible constatées lors des mises en service, en juillet 2023 sur la question des fluctuations de flux neutronique (FFN) du cœur, et en octobre 2023 concernant le phénomène de corrosion accélérée des gaines des crayons de combustible en alliage M5.

Les principaux sujets de ces retours d'expérience figurent dans le document que l'IRSN envoie chaque année à l'ASN sur le bilan des expertises en cours et restant à réaliser en vue de l'autorisation de mise en service du réacteur EPR de Flamanville. Celui de 2021 évoque ainsi par exemple la prise en compte de la rupture, observée à Olkiluoto, d'un élément du pilote de la soupape du pressuriseur du fait d'un phénomène de corrosion sous contrainte.. L'inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR) d'EDF considère également que la préparation du démarrage de Flamanville 3 a fortement bénéficié des retours d'expérience des réacteurs de Taishan et d'Olkiluoto 3.

Enfin, le retour d'expérience de Flamanville 3 et des EPR étrangers est un des éléments pris en compte par l'IRSN dans son expertise de la demande d'autorisation de création des EPR2 de Penly. L'IRSN rappelle ainsi que « *l'EPR2 étant un réacteur évolutionnaire par rapport aux réacteurs existants, il est indispensable, dans un souci d'optimisation des ressources, de tirer parti autant que faire se peut des expertises déjà réalisées sur les réacteurs existants et en particulier sur l'EPR FLA3* »[19].

Les principaux sujets cités par EDF comme ayant fait l'objet d'un retour d'expérience à partir des EPR étrangers sont les suivants :

- Olkiluoto 3 : construction (dans le cadre de l'accord EDF-Framatome), essais de démarrage (grâce à la présence de personnels EDF détachés au sein d'Areva pour la phase de mise en service) ;
- Taishan : fonctionnement du cœur et du combustible : usures marquées des grilles de quelques assemblages combustible ;

[19] Lettre IRSN/DG/2023-00145 du 11 juillet 2023 (courrier à l'ASN sur la mise à jour de la stratégie d'expertise du dossier support à la demande d'autorisation de création d'une paire de réacteurs EPR2 sur le site de Penly).

- Hinkley Point C : fabrication des gros composants primaires (cuve, générateurs de vapeur, etc.) et méthodes innovantes de génie civil (préfabrication in situ d'ouvrages de grandes dimensions : liner, bassines, rondeaux, etc.).

Prise en compte du retour d'expérience pour l'EPR2 selon EDF

D'après EDF, les principaux axes selon lesquels le retour d'expérience a été pris en compte avec la filière pour l'EPR2 sont les suivants :

- simplifier le *design* pour améliorer la constructibilité et optimiser l'exploitation future ;
- stabiliser la conception pour éviter les cycles de modification ;
- standardiser les équipements sur la durée et répliquer dès que possible ;
- construire en série et par paire ;
- renforcer la préfabrication dans les usines et modulariser ;
- associer au plus tôt les fournisseurs ;
- adapter les organisations ;
- transformer en profondeur et numériser l'ingénierie d'EDF.

Source : Annales des Mines, janvier 2024

Pour autant, la revue de maturité du programme EPR2, en réponse à une demande du Conseil de politique nucléaire du 3 février 2023, a identifié des lacunes persistantes : en matière technique, l'intégration du retour d'expérience dans le projet EPR2 est trop ponctuelle et repose trop sur des demandes individuelles alors que, dans d'autres industries, elle est plus systématique tout au long du déroulement du projet ; en matière socio-organisationnelle, « *les apprentissages ne sont pas suffisamment pris en compte* ». Plusieurs recommandations ont été formulées par la revue à partir de ces constats.

Les contraintes contractuelles afférentes à la propriété intellectuelle limitent parfois la parfaite prise en compte des retours d'expérience, notamment étrangers. Si tel a été le cas s'agissant du chantier de Flamanville 3, l'inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection d'EDF (IGSNR) attire cependant l'attention sur le fait que les échanges d'informations entre EPR restent difficiles, notamment pour des raisons contractuelles. Ce constat rejoint celui de l'IRSN qui regrette que les retours d'expérience des EPR en service ne soient pas plus

facilement accessibles : « *les clauses de confidentialité imposées par certains pays ne permettent pas de disposer des données brutes issues du REX, ce qui a un impact sur les délais d'instruction et potentiellement, la pertinence des conclusions de l'expertise* ».

Enfin, la question du retour d'expérience a pu se poser s'agissant de Taishan en raison de la difficulté à obtenir des informations sur les incidents survenus sur ses deux réacteurs ainsi qu'évoquée en conseil d'administration d'EDF). En effet, le réacteur 1 n'a pas fonctionné de manière satisfaisante durant trois ans, avec notamment une sous-utilisation jusqu'en 2023 inclus. L'origine du dysfonctionnement pourrait être liée notamment à un défaut générique de conception du fonds de la cuve du réacteur, comme le montre le cas d'Olkiluoto en Finlande. Tout en respectant le caractère confidentiel des relations entre l'exploitant (dont EDF est actionnaire minoritaire) et les autorités chinoises, l'ASN, l'IRSN et EDF ont fourni des éléments expliquant les causes des problèmes rencontrés et attestant du fait que la résolution de ces problèmes a été longue à la fois pour des raisons d'approvisionnement et de complexité durant la période d'épidémie de covid 19. Par ailleurs, la question de l'accès à l'information est elle-même un sujet de retour d'expérience, au demeurant pris en compte dans la préparation du projet Sizewell C pour qu'EDF ne pâtisse pas des mêmes difficultés à l'avenir sur ce nouveau projet où il est partenaire minoritaire.

II - La faible rentabilité de Flamanville 3 et les conditions financières incertaines du programme EPR2

Dans son rapport de 2020 sur la filière EPR, la Cour recommandait à EDF de « *calculer la rentabilité prévisionnelle du réacteur de Flamanville 3 et de l'EPR2 et en assurer le suivi* » (recommandation n° 6). EDF a refusé de manière délibérée et persistante de communiquer à la Cour des informations sur la rentabilité et le coût de production prévisionnels, ce qui amène à considérer cette recommandation comme non mise en œuvre.

Sur la base des éléments en sa possession, un calcul de la Cour prévoit une rentabilité médiocre pour Flamanville 3. Pour sa part, le programme EPR2 demeure caractérisé à ce jour par l'absence de devis abouti et d'un plan de financement.

A - Flamanville 3 : un coût total de 23,7 Md€$_{2023}$ et une rentabilité prévisionnelle médiocre

Le démarrage de l'EPR de Flamanville 3 est intervenu avec 12 ans de retard. Le chargement du premier combustible a eu lieu à la mi-mai 2024. Le 2 septembre 2024, l'ASN a donné son accord pour procéder aux opérations de divergence du réacteur, c'est-à-dire procéder à une réaction nucléaire de très faible puissance. EDF a lancé le même jour les activités nécessaires à cette première réaction nucléaire qui est intervenue le lendemain. EDF procède depuis à un programme d'essais devant permettre de passer de 0,2 % à 25 % de puissance du réacteur. C'est à ce palier, envisagé pour la fin de l'automne 2024, que l'EPR devrait être connecté au réseau électrique national et produira de l'électricité[20].

Dans son rapport de 2020, la Cour estimait que le coût total d'investissement à terminaison de l'EPR de Flamanville était d'environ 19,1 Md€$_{2015}$. Ce montant se décomposait en un coût de construction de 12,4 Md€$_{2015}$ et des coûts complémentaires[21] de 6,7 Md€$_{2015}$ (dont 4,2 Md€$_{2015}$ de frais financiers intercalaires). Dans cette estimation, le coût de construction représentait près des deux tiers du coût total d'investissement à terminaison, et le coût de financement plus de 20 % de ce coût total.

Aujourd'hui, EDF estime le coût total à terminaison à 19,3 M€$_{2015}$, soit 22,6 Md€$_{2023}$ (coût de financement compris). L'élément principal de ce montant est le coût de construction, de 13,2 Md€$_{2015}$. Cette estimation est confirmée chaque trimestre en conseil d'administration. Actuellement elle correspond toujours à celle publiée par EDF fin 2022. Le tableau suivant présente les réévaluations successives de ce coût de construction depuis 2006, avec les objectifs de planning correspondants[22]. Sur les 13,2 Md€$_{2015}$ de coût de construction estimés actuellement, 96 % étaient déjà dépensés à fin novembre 2023 et le « reste à faire » représentait 500 M€.

[20] Source : communiqué de presse d'EDF du 2 septembre 2024.

[21] Coûts du portage financier (frais financiers intercalaires) et autres coûts intervenant avant la mise en service industrielle, comme les « *owner's costs* » (principalement les pièces de rechange, les frais de pré-exploitation, les procédures administratives et de fiscalité, premier cœur et coût d'acquisition du site le cas échéant).

[22] Le coût de construction est une cible à terminaison *overnight* (hors intérêts intercalaires) depuis les premières études jusqu'à la mise en service industrielle de l'EPR (transfert de l'installation à l'exploitant après une période probatoire de fonctionnement à 100 % de la puissance nominale). Il inclut les coûts internes de maîtrise d'œuvre et d'études, le coût des contrats d'achats et de leurs avenants successifs, les coûts et recettes résultant des règlements de litiges entre EDF et ses prestataires, et les provisions et marges constituées par l'entreprise au titre de la couverture des risques.

Tableau n° 1 : réévaluations successives du coût de construction de Flamanville 3 depuis 2006

Date de réévaluation	Montant de la réévaluation (Mds€$_{2015}$)	Nouvelle cible à terminaison (Mds€$_{2015}$)	Cible planning associée
Mai 2006	-	Entre 3,2 et 3,3	Couplage mi-2012
Décembre 2008	+ 1	4,3	Couplage fin 2012
Juillet 2010	+ 1,1	5,4	Couplage en 2014
Juillet 2011	+ 1,1	6,5	Couplage en 2016
Décembre 2012	+ 2,2	8,7	Couplage en 2016
Septembre 2015	+ 1,8	10,5	Chargement au T4 2018
Juillet 2018	+ 0,4	10,9	Chargement au T4 2019
Octobre 2019	+ 1,5	12,4	Chargement au T4 2022
Janvier 2022	+ 0,3	12,7	Chargement au T2 2023
Décembre 2022	+ 0,5	13,2	Chargement au T1 2024

Source : EDF

S’agissant des autres composantes permettant de passer du coût de construction de 13,2 Md€$_{2015}$ au coût total de 19,3 Md€$_{2015}$, EDF a apporté les compléments suivants :

Tableau n° 2 : coût total d’investissement à terminaison de Flamanville 3 (vision EDF)

Coûts	En Mds€$_{2015}$		En Mds€$_{2023}$	
	Estimation janv. 2022	Estimation nov. 2023	Estimation janv. 2022	Estimation nov. 2023
Coûts de construction publiée par EDF	12,7	13,2	14,9	15,6
Coûts du maître d’ouvrage	2,1	2,1	2,5	2,5
Total avec provisions	***14,8***	***15,3***	***17,4***	***18,***
Total sans provisions	14,6	15,1	17,1	17,8
Provisions pour démantèlement et gestion des déchets	0,3	0,3	0,4	0,4
Provisions pour incertitudes, aléas et risques	0,2	0,2	0,2	0,2
Coût overnight	15,1	15,6	17,7	18,4
Coûts de financement	3,7	3,7	4,2	4,2
Coût total	**18,8**	**19,3**	**21,9**	**22,6**

Source : EDF

En réalité, le coût total à terminaison de Flamanville 3 est plus élevé et atteint 20,4 $Md€_{2015}$, soit 23,7 $Md€_{2023}$,pour quatre raisons.

Premièrement, les coûts présentés n'incluent pas les dépenses qui concerneront la première phase d'exploitation[23].

Deuxièmement, la différence entre le total avec provisions et le total sans provisions (200 $M€_{2015}$) n'est pas égale à la somme des provisions détaillées par la suite (500 $M€_{2015}$) car les provisions pour démantèlement et gestion de déchets (300 $M€_{2015}$) ne sont pas incluses dans le coût de construction publié par EDF (en revanche, elles le sont dans le coût *overnight* (hors intérêts intercalaires) apparaissant dans ce tableau).

Troisièmement, s'agissant des provisions pour incertitudes, aléas et risques, leur apparente stabilité (200 M€ dans les estimations de 2022 et 2023 – en $Md€_{2015}$ comme en $Md€_{2023}$) recouvre en fait, dans la révision de novembre 2023, une consommation de provisions et une création de nouvelles provisions pour un montant identique (200 M€ également).

Quatrièmement, s'agissant du coût de financement, il convient d'ajouter, aux intérêts intercalaires présentés (demeurés d'un montant identique en dépit de la hausse des taux d'intérêts), les coûts d'emprunt non capitalisés pendant la période du covid (120 M€)[24] et ceux non capitalisés depuis juin 2021 (que l'on peut estimer à environ un milliard d'euros, en extrapolant les données passées)..

S'agissant de la rentabilité prévisionnelle de Flamanville 3, EDF a refusé de fournir des chiffres pour deux raisons. D'une part, d'après EDF, Flamanville 3 étant la tête de série de la technologie EPR, « *les principaux enjeux du projet étaient de conserver les compétences de la filière nucléaire française et de préparer le déploiement de la technologie EPR en France et dans le monde* ». D'autre part, EDF justifie cette position par le mode de pilotage prévu pour cette tranche. Cette dernière, comme c'est déjà le cas pour les 56 tranches nucléaires actuellement en fonctionnement, sera réalisée de manière intégrée à la maille « parc France » et non pas dans

[23] Coûts liés à la préparation du premier arrêt de la centrale, à la préparation et à la réalisation de la première « visite complète initiale », dépenses engagées pour le remplacement du couvercle de la cuve, etc. Par ailleurs, les coûts du maître d'ouvrage sont constitués des frais de pré-exploitation, des dépenses de la procédure grand chantier supportées par EDF, de la fiscalité avant mise en service industrielle, du coût d'acquisition de la première recharge combustible (premier cœur), du coût du débat public, du coût d'acquisition du stock de pièces de rechanges nécessaire aux essais et à la mise en service, et des coûts liés aux modifications prenant en compte le retour d'expérience de Fukushima

[24] En application des normes comptables, du 16/03/20 au 30/06/20, pendant l'arrêt des travaux dû à la crise covid (cf. comptes consolidés d'EDF, note 1.4.1.3, page 21).

une logique « *standalone* » c'est-à-dire d'une tranche utilisée seule. En d'autres termes, les appels de production de la tranche par l'entité en charge de l'optimisation de la production nucléaire d'EDF en France (la direction Optimisation Amont Aval Trading) se feront sur des critères « *permettant d'optimiser les conditions économiques de l'équilibre offre/demande à la maille France et non de manière à maximiser la rentabilité marginale de cet actif. Opérationnellement, cela se traduira notamment par des variations de charge demandées à l'EPR de Flamanville au service de l'optimisation du système intégré France alors qu'on observe plutôt dans les systèmes où les exploitants cherchent à maximiser la rentabilité « standalone » de leurs actifs un fonctionnement à 100% en base de manière à optimiser l'utilisation du combustible* ».

S'agissant du coût de production d'électricité de Flamanville 3, EDF a réitéré qu'elle ne calculait pas de coût de production de chaque actif mais un coût de production du parc intégré, à la maille production France. Sur la base d'un coût d'investissement revu à 20,4 Md€$_{2015}$, à amortir sur 60 ans de fonctionnement, et des éléments fournis antérieurement par EDF sur les coûts prévisionnels d'OPEX et de CAPEX[25] au cours de l'exploitation (conduisant à près de 36 €/MWh à ce titre, pour un facteur de charge de 85 %), la Cour a procédé à un nouveau chiffrage du coût complet unitaire de production de Flamanville 3.

En restant sur l'hypothèse d'un facteur de charge[26] de 85 %, l'usine ne pourrait dégager une rentabilité de 4 % (en termes réel) qu'avec un prix de vente de plus de 110 €$_{2015}$/MWh, soit 122 €$_{2023}$/MWh. Une rentabilité de 7 % supposerait un prix de vente d'au moins 155 €$_{2015}$/MWh, soit 176 €$_{2023}$/MWh.

Si, en outre, le pilotage de Flamanville 3 au sein de celui plus global du parc nucléaire se traduisait par un facteur de charge effectif plus faible, par exemple 75 %, une rentabilité de 4 % (en termes réel) nécessiterait alors un prix de vente de plus de 123 €$_{2015}$/MWh, soit 138 €$_{2023}$/MWh. Un tel facteur de charge parait au demeurant plus réaliste tant au vu de l'historique d'EDF en la matière que des explications avancées par l'entreprise concernant le mode de pilotage du réacteur au sein du parc (cf. *supra*).

Pour des prix de vente de moins de 90€$_{2023}$/MWh, il paraît difficile d'envisager une rentabilité atteignant 2 %.

---

[25] Les OPEX ou dépenses d'exploitation sont les charges courantes pour exploiter un produit, une entreprise, ou un système. Les CAPEX ou dépenses d'investissement se réfèrent aux immobilisations.

[26] Le facteur de charge correspond au rapport entre la puissance maximale théorique installée d'un réacteur et la production qui a effectivement été réalisée au cours d'une année.

B - Le programme EPR2 : une conception à affermir, un devis inabouti, un financement à déterminer

La tenue sur l'année 2023 d'un comité de revue pour évaluer la maturité du programme EPR2[27] a conclu à une maturité insuffisante de la conception de certains bâtiments et systèmes à ce stade.

À l'initiative d'EDF en 2023, ce comité de revue avait pour objet :

- de s'assurer que l'EPR2 répond à un « juste besoin », en s'appuyant sur les retours d'expériences des différents EPR ;
- d'analyser les principaux point critiques et risques ;
- d'avoir une vision claire et commune sur le calendrier ;
- d'analyser l'organisation et la gouvernance mise en place par EDF pour mener ce programme.

Le comité de revue a souligné que la maturité de la conception diffère selon les bâtiments et systèmes. Si, sur l'ilot conventionnel, elle a été jugée suffisante pour un passage à la phase de conception détaillée (« *detailed design* »), le comité a estimé fin 2023 que l'avancement des études était insuffisant pour certains bâtiments et systèmes de l'ilot nucléaire ce qui a nécessité de différer de plusieurs mois leur passage en conception détaillée. Sur les six bâtiments présentés pour validation d'un passage en conception détaillée, les trois bâtiments de l'ilot nucléaire n'ont pas passé le jalon. La maturité de la conception de ces bâtiments étant sur le chemin critique du projet, cela a occasionné un retard de plusieurs mois sur le planning de conception et le report de la date du premier béton nucléaire[28]. Le temps supplémentaire nécessaire pour terminer les études devait engendrer un retard évalué à 9 mois.

Le comité de revue en a conclu qu'il était nécessaire de revoir la gouvernance de l'ingénierie et de renforcer la mesure de l'avancement et de la maturité. Une action de mise sous contrôle et de montée en performance de l'ingénierie d'EDF a été jugée indispensable, afin de sécuriser la capacité à finaliser la conception initiale et à réussir la conception détaillée, avec un niveau de productivité adapté aux enjeux du programme. Une recommandation a été formulée dans ce cadre : « *[EDF/Ingénierie] revoir la gouvernance de l'ingénierie du Projet pour*

[27] Comité de revue du projet EPR2 présidé par Hervé Guillou.
[28] L'étape dite du « premier béton nucléaire » correspond aux travaux de construction de l'enceinte de confinement, généralement en béton armé, qui permet d'isoler et protéger le réacteur nucléaire.

assujettir plus clairement les ingénieries Edvance et CNEPE à la Direction Technique du projet. Clarifier et renforcer les interfaces avec la Design Authority ». Au total, huit recommandations ont été adressées à EDF sur la maturité du *design* des bâtiments et des systèmes de l'EPR2 (sur 89 recommandations issues du comité de revue).

La prise en compte du changement climatique a également été un point de préoccupation souligné par le comité de revue. La trajectoire du climat présentant un caractère incertain à l'échelle de la durée de vie des installations, il estime qu'une doctrine reste à établir sur le sujet pour le programme EPR2.

4,2 millions d'heures d'ingénierie et de management ont été budgétées pour l'année 2024[29], dont une grande partie devait justement être affectée à la finalisation de la conception initiale, avant le passage à la conception détaillée. Ce jalon, initialement prévu fin 2023 et repoussé à l'automne 2024, a finalement pu être franchi en juillet 2024, après validation du comité directeur de la revue EPR2[30].

Le coût de construction des trois paires d'EPR2 reste en cours d'évaluation. La dernière estimation officielle a été réalisée en 2021 et publiée début 2022. Deux nouveaux chiffrages successifs ont été partagés en 2023 par EDF avec la DINN (voir *infra*). Le comité directeur, à la suite de la revue du programme, a décidé d'engager un plan de compétitivité concernant les coûts du programme, afin d'aboutir à une nouvelle estimation (attendue fin 2024) dans la perspective de la décision finale d'investissement envisagée par EDF pour début 2026.

L'avancement récent de la maturité de la conception, comme la multiplicité et l'instabilité relative des différents chiffrages depuis 2019 (voir détail *infra*), engagent à la prudence quant au déclenchement de la décision finale d'investissement du programme EPR2. À cet effet la Cour formule une recommandation dont l'objet est de s'assurer que l'équilibre entre sécurisation du financement, maturité de la conception et engagement des parties sur un nouveau programme nucléaire sera respecté.

En février 2022, le gouvernement a fait état d'un coût de construction de 51,7 Md€$_{2020}$ en scénario médian *overnight* (hors coût de financement)[31], évaluation validée par un audit externe[32].

---

[29] Le dépensé en heures d'ingénierie et de management pour le projet EPR2 depuis le début du *conceptual design* jusqu'à la fin d'année 2023 était de 10,5 millions d'heures.
[30] Comité directeur de la revue EPR2 du 22 juillet 2024.
[31] Gouvernement, *Travaux relatifs au nouveau nucléaire - PPE 2019-2028*, février 2022.
[32] Accuray, NucAdvisor, *Audit des coûts du programme EPR2*, 4 octobre 2021.

L'audit de 2021 constatait que cette estimation représentait une hausse de 5,9 Mds€$_{2020}$ par rapport au chiffrage précédent de 2019 (dont il précisait qu'il ne correspondait pas à une offre complète et n'était de fait pas encore abouti).

S'agissant du coût de production de l'électricité des EPR2, le gouvernement a fourni, dans son rapport de février 2022, une estimation du coût de production de l'électricité des trois paires d'EPR2 en fonction du coût moyen pondéré du capital (CMPC) et en se fondant sur la méthodologie de l'audit d'Accuracy. Sur ces bases, ce coût de production actualisé serait d'environ 40 €$_{2020}$/MWh pour un CMPC de 1 %, de 60 €$_{2020}$ MWh pour un CMPC de 4 %, et 100 €$_{2020}$/MWh pour un CMPC de 7 %.

EDF a partagé avec la DINN une mise à jour intermédiaire du chiffrage en juin 2023 puis une nouvelle mise à jour au deuxième semestre 2023, qui a fait l'objet de réserves et recommandations des cabinets Accuracy et Nud Advisor (mandatés par l'État pour auditer ces travaux) en décembre 2023. Les principaux éléments du chiffrage de fin 2023, comparés à celui publié en 2022, sont les suivants. Le coût de construction *overnight* de trois paires d'EPR2 est passé de 51,7 Md€$_{2020}$ à 67,4 Md€$_{2020}$ (soit 79,9 Md€$_{2023}$), soit une augmentation de 30% à conditions économiques inchangées et hors effet de l'inflation. Ce montant total se décompose en 8,7 Md€$_{2020}$ de développement du palier EPR2 (contre 3,8 Md€$_{2020}$ en 2022), 23,6 Md€$_{2020}$ pour la paire de Penly (contre 16,9 Md€$_{2020}$), 18,1 Md€$_{2020}$ pour celle de Gravelines (contre 15,8 Md€$_{2020}$) et 16,9 Md€$_{2020}$ pour celle de Bugey (contre 15,3 Md€$_{2020}$).

Ce chiffrage intègre un décalage du premier béton de l'îlot nucléaire de fin 2027 à septembre 2028 et celui de la mise en service de la première tranche de Penly de septembre 2036 à juillet 2038. En revanche, pour les deux paires suivantes, il intègre un planning de construction plus rapide que dans les évaluations précédentes, ce qui aboutit à des mises en service en avril 2039 et 2040 pour Gravelines, et janvier 2043 et 2044 pour Bugey, ce que la DINN estime ambitieux en comparaison des autres projets d'EPR jusqu'ici réalisés ou en cours. Ces éléments sont aussi en cours de révision.

Enfin, dans ce chiffrage, le coût de production actualisé du programme EPR2 serait de 79,9 €$_{2020}$/MWh (soit 92,9 €$_{2023}$/MWh pour un CMPC de 4 % (à comparer au 60 €$_{2020}$ du chiffrage de 2022 pour le même CMPC).

Ces deux reprises successives du devis en 2023 témoignent à la fois de l'attention que portent désormais les administrations de l'État à la maîtrise des coûts, et des difficultés d'estimation du programme EPR2 par EDF.

S'agissant de la rentabilité prévisionnelle des trois premières paires d'EPR2, EDF a indiqué qu'elle ne pouvait pas encore être précisée, en raison de l'incertitude sur les principaux paramètres de financement : *« des travaux sont en cours entre EDF et l'État pour définir la ou les mesures de soutien nécessaires pour engager le projet et en particulier atteindre un niveau de rentabilité raisonnable tout en assurant la compatibilité de l'aide envisagée avec le cadre européen. Ce niveau de rentabilité raisonnable au regard des critères de la Commission dépendra directement des modalités de soutien au financement et des risques laissés au bénéficiaire EDF. Ces différents paramètres étant toujours en discussion, le niveau de rentabilité prévisionnelle de l'EPR2 ne peut être précisé ici* ».

Il est vrai qu'à ce stade, la structure du financement du programme EPR2 n'est toujours pas arrêtée. Les récentes décisions sur la régulation du marché de l'électricité ont fourni de premiers éléments mais le bouclage financier global reste à confirmer. Si la relance du nucléaire français et la stratégie « 6+8 » ont été décidées sans base financière claire, il apparaît désormais nécessaire de la déterminer très rapidement, compte tenu de la fin programmée de l'ARENH fin 2025, du délai de négociation avec la Commission européenne (environ un an, voire davantage) et de la nécessité de garantir la mobilisation de la filière nucléaire (cf. partie II).

III - La nécessité de limiter l'exposition financière d'EDF dans les projets internationaux

Dans son rapport de 2020, la Cour avait recommandé de « *définir, avant l'engagement des projets internationaux, leurs niveaux de risques et de rentabilité attendue ainsi que leurs conditions de financement et s'y conformer* » (recommandation n°7). Depuis lors, peu de nouveaux projets internationaux ont été lancés et aucun n'est arrivé au stade de la décision d'investissement. La pratique de l'agence des participations de l'État (APE) est désormais de s'appuyer sur un audit externe indépendant pour vérifier la stratégie d'EDF et, le cas échéant, en demander la modification. Cette méthode s'avère utile pour compléter le processus de validation interne d'EDF (fondé sur une succession relativement classique de strates de gouvernance : comité des engagements du comité exécutif groupe, comité exécutif, conseil d'administration).

Les sections suivantes traitent d'une part des projets achevés, d'autre part ceux en cours d'étude ou de réalisation (excepté le projet d'EDF en Inde[33]), pour lesquels la Cour formule deux nouvelles recommandations.

A - Les projets achevés (Taishan et Olkiluoto 3)

1 - Taishan (Chine)

Les deux EPR de Taishan en Chine ont été mis en service en 2018 et 2019. Depuis lors, le réacteur n° 1 a connu un important aléa au cours de son deuxième cycle d'exploitation, concernant les gaines du combustible nécessitant un arrêt d'un an, fin juillet 2021. Il a de nouveau été couplé au réseau électrique chinois en août 2022 après une inspection favorable de l'Autorité de sûreté nucléaire chinoise mais le facteur de charge de ce réacteur est demeuré très bas jusqu'en 2023 inclus.

Les considérations concernant le fonctionnement et la production de ces deux premiers EPR, données importantes pour anticiper la phase d'exploitation des suivants (Flamanville en particulier), ont déjà été analysées dans le présent rapport dans les observations susmentionnées relatives au retour d'expérience. La participation d'EDF est de 30 % soit 8,6 Md RMB.

La rentabilité de ces deux actifs demeure marquée par plusieurs incertitudes liées notamment aux hypothèses de prix et de volume : disponibilité de la centrale (cf. première partie), tarif, prix du marché, volumes d'appel.

S'agissant de la définition du tarif, le niveau provisoire fixé en mars 2019 pour Taishan est de 435 RMB/MWh TTC. Il a été prolongé le 22 décembre 2021 dans l'attente de la fixation du tarif des centrales de génération trois.

S'agissant du volume annuel d'appel de la centrale au tarif régulé, la province du Guangdong l'a fixé en juin 2019 à 7 500h par unité. La production éventuelle excédentaire serait vendue au prix du marché.

Enfin, un aléa supplémentaire affecte la rentabilité espérée pour EDF. Une modification réglementaire a introduit une discordance entre la

[33] Le 22 avril 2021, EDF a remis à l'exploitant nucléaire indien NPCIL une offre technico-commerciale engageante pour la fourniture des études d'ingénierie et des équipements en vue de la construction de six réacteurs EPR sur le site de Jaitapur, dans l'État du Maharashtra. Cf. communiqué de presse d'EDF du 23 avril 2021.

durée de vie de la *joint venture* (TNPJVC, *une joint-venture* dont EDF est actionnaire minoritaire aux côtés du chinois CGN) et celle de l'actif. La JV a décidé d'amortir les actifs sur sa propre durée de vie et non sur celle de l'actif. Cette décision dessert EDF car elle aboutit à diminuer le dividende qui lui est versé. EDF a alors engagé contre CGN une procédure d'arbitrage en interprétation devant la Chambre de commerce française de Singapour. La décision finale du 6 juin 2023 donne raison à EDF sur la question de la durée d'amortissement. EDF a, toutefois, maintenu une évaluation conservatrice en ne prenant pas en compte cette décision dans le calcul de sa rentabilité.

2 - Olkiluoto 3 (Finlande)

Olkiluoto 3 (OL3) est un réacteur EPR de 1 600 MW de puissance construit en Finlande et commandé clé en main à un consortium formé par Areva GmbH, Areva NP SAS et Siemens AG. La production régulière d'électricité de la centrale a commencé en avril 2023, avec treize ans de retard sur le calendrier initial. La production d'électricité d'OL3 couvre environ 14 % de la demande d'électricité de la Finlande, soit 12 TWh. Les difficultés opérationnelles et financières de ce projet ont contribué au démantèlement de l'ex groupe Areva.

L'estimation du coût à terminaison pour Areva est passée de 1,6 Md€ en 2003 à 8,9 Md€ actuellement. Pour l'ensemble des constructeurs incluant Siemens, le coût total est passé sur cette période de 2,3 Md€ à 9,5 Md€ (cf. tableau suivant)[34]. Ce montant ne comprend pas le coût du financement du projet (intérêts intercalaires).

[34] Areva était en charge de l'îlot nucléaire et du génie civil, à l'exclusion de la turbine qui était de la responsabilité de Siemens pour un montant de 615 M€ (montant constituant la différence entre coût pour Areva et coût pour l'ensemble des constructeurs, dans chacune des estimations).

Tableau n° 3 : estimations successives des coûts de construction Olkiluoto 3

Coûts en M€ courants	**2003**	**2018**		**2021**	**2023**	
	Estimation initiale	Dépensé au 31/12/18	Coût à terminaison estimé après le GSA1	Coût à terminaison estimé après le GSA2	Dépensé au 31/12/23	Coût à terminaison estimé au 30/11/23
Management du projet	94	381	425	502	547	557
Ingénierie	220	1 287	1 285	1 375	1 395	1 404
Achats	614	1 310	1 345	1 389	1 409	1 435
Génie civil	274	1 650	1 664	1 653	1 652	1 652
Construction	289	1 803	1 821	1 985	2 013	2 038
Mise en service	10	429	470	1 051	1 192	1 282
Coûts post FTO				72		32
Sous-total exécution	1 501	6 860	7 010	8 027	8 208	8 368
Total des coûts y compris amortissements, assurance et risques opérationnels	1 665	6 397	6 965	7 873	7 745	8 073
Soulte versée à TVO	-	328	450	450	450	450
Pénalités encourues	-		-	400	400	416
Total des coûts pour Areva	1 665	6 725	7 415	8 723	8 595	8 939
Total des coûts (incluant Siemens)	2 280	7 340	8 030	9 338		9 554

Source : Areva SA

Ce retard, dû à de nombreuses difficultés techniques et industrielles, a conduit Areva à conclure des accords transactionnels avec TVO *(Teollisuuden Voima Oyj)*, l’exploitant de la centrale nucléaire d’Olkiluoto. L’application du deuxième accord a conduit au versement par Areva de 400 M€ pour pénalités de retard et autres. De même Areva a conclu le

30 juin 2021 un accord transactionnel avec EDF mettant fin aux demandes d'indemnisation de ce dernier, moyennant un versement de 563 M€, financé par la cession à l'État de 9,4 % du capital d'Orano.

Depuis la réception provisoire par TVO le 17 avril 2023, la centrale, en fonctionnement, se trouve dans une période de garantie de deux ans (jusqu'au 18 avril 2025). Pendant cette période, Areva et Siemens doivent procéder à la levée de diverses réserves émises par TVO. Areva reste donc exposé à des demandes d'indemnités dans le cas où la chaudière nucléaire ne délivrerait pas la puissance requise, ou si la centrale n'était pas en mesure de répondre à 100 % aux besoins du réseau pendant une durée de 15 500 heures. À l'issue de cette période de deux ans, Areva et Siemens pourront, après un audit de la centrale et la levée des réserves, demander à TVO de prononcer la réception définitive de la centrale.

Areva poursuit actuellement des discussions avec TVO pour éliminer progressivement les risques qu'une indemnisation lui soit demandée concernant la performance et la disponibilité de la centrale. Mais la situation d'Areva reste inconfortable, en raison de certaines dispositions du contrat conclu avec TVO comme la possibilité pour ce dernier d'effectuer des appels en garantie dans des conditions relativement favorables ou encore des périodes de garantie plus étendues pour certains matériels et reconductibles à chaque réparation. Enfin, une incertitude demeure sur les décisions que prendra l'exploitant TVO s'agissant de l'hydraulique de fond de cuve, à la suite de celles prises sur les EPR de Taishan et de Flamanville.

La nouvelle estimation du coût de construction datant de fin 2023, qui évalue l'achèvement des engagements contractuels du projet, prend en compte ces différents éléments. Elle intègre le surcoût engendré par les retards rencontrés sur l'îlot turbine depuis l'été 2021 en termes de coûts d'exécution et de pénalités encourues. Elle se fonde sur l'hypothèse, jugée probable par Areva, que la responsabilité de l'îlot nucléaire dans le déficit éventuel de performance technique de l'unité sera limitée. Enfin, elle inclut de probables coûts postérieurs à la réception définitive (attendue en principe au premier semestre 2025) pour faire face à des changements de composants ou à l'extension de la durée de garantie des composants remplacés.

B - Les projets en cours (Hinkley Point C, Sizewell C, Dukovany 5)

1 - Hinkley Point C (Grande Bretagne)

En 2020, la Cour indiquait que la rentabilité du projet Hinkley Point C (HPC) avait été revue à la baisse plusieurs fois depuis le lancement du projet, et que le financement de ce dernier était assuré par EDF à concurrence de sa participation au capital de la société de projet, ce qui pesait lourdement sur sa situation financière. La Cour estimait qu'EDF devrait débourser 16 à 17 Md€ pour la construction des deux réacteurs et qu'il existait un risque de nouvelle dérive des coûts. Depuis lors, la situation s'est aggravée. Les coûts ont augmenté, l'objectif de mise en service a été retardé plusieurs fois, la rentabilité prévisionnelle s'est dégradée et un sérieux problème de financement pour EDF est apparu fin 2023.

Le projet Hinkley Point C

Située dans le Somerset au Royaume-Uni, Hinkley point C est la première centrale nucléaire de troisième génération du pays. Le projet consiste à construire deux réacteurs EPR qui alimenteront environ 7% de la consommation nationale. Le capital du projet est réparti entre EDF et le groupe chinois CGN, initialement pour 66,5% et 33,5% respectivement. EDF en assure la maitrise d'ouvrage.

La pose du dôme du bâtiment réacteur de l'unité 1 a été réalisée en décembre 2023. La conception détaillée associée à la prochaine phase de travaux électromécaniques est terminée. Les générateurs de vapeur sont construits et prêts à être livrés. Les travaux de génie civil ne sont plus sur le chemin critique et le projet se prépare à basculer en 2024 dans la phase de réalisation des travaux électromécaniques.

Néanmoins, des retards significatifs s'accumulent. Initialement prévu en 2025, l'objectif de démarrage de la production d'électricité avait déjà été repoussé en 2022 à juin 2027, avec un risque de report supplémentaire de la livraison des deux unités, évalué à 15 mois. Une récente revue du projet a conduit EDF à reporter cette cible à entre 2029 et 2031.

a) Une hausse considérable des coûts liée à des difficultés opérationnelles

L'estimation du coût à terminaison de HPC a augmenté d'environ 30% entre la dernière révision (janvier 2024) et la précédente (mai 2022), passant d'une évaluation comprise entre 25 et 26,1 $Md£_{2015}$ à une évaluation comprise entre 31 et 34 $Md£_{2015}$ (soit respectivement de 32,1 Md£ à 46,5 Md£ en valeur nominale pour le haut de la fourchette des coûts) (cf. tableau suivant).

Tableau n° 4 : évolution de l'estimation du coût et de la rentabilité de HPC

Communication	Sept-19	Janv-21	Mai-22	Janv-24
Objectif de mise en service de l'unité 1	déc-25	juin-26	juin-27	2030
Coût à terminaison (Md£ 2015)	21,5 - 22,5	22 - 23	25 - 26	31 - 34

Source : EDF. Hors intérêts intercalaires, à un taux de change de référence du projet de 1,23 €/£. L'unité 2 est supposée entrer en service 12 mois après l'unité 1.

Depuis la décision finale d'investissement (DFI), le chantier a été affecté par les effets de la pandémie de covid-19, l'adaptation de la conception de l'EPR aux exigences de l'autorité de sûreté britannique et la révision à la hausse des quantités à installer, en particulier le ferraillage. L'inflation a par ailleurs affecté les coûts nominaux. La réévaluation de deux ans du calendrier cible et des coûts du projet de janvier 2024 est liée à une prolongation de la durée des travaux électromécaniques à la suite du retour d'expérience des autres chantiers EPR. Les hypothèses de productivité des travaux de génie civil ont également été revues pour tenir compte des effets du Brexit. La réalisation de ces travaux dans les délais prévus demeure l'un des principaux enjeux du projet.

La réévaluation, publiée par EDF le 23 janvier 2024, fait passer la durée de construction après l'achèvement du radier[35] de l'îlot nucléaire de 96 mois estimés en 2022 à entre 120 et 144 mois (contre 78 mois lors de la FID). Elle comporte trois scénarios financiers.

Le scénario autour duquel le projet est organisé envisage un démarrage en 2029. Il est conditionné par la mise en œuvre de plans d'actions pour atteindre la productivité cible des montages électromécaniques. Un deuxième scénario (cas de base), tenant compte des risques de mise en œuvre, conduit à un

[35] Le radier désigne la dalle en béton servant de fondation à l'îlot nucléaire.

démarrage de la production en 2030. Dans ces deux scénarios, le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette comprise entre 31 et 34 $Md£_{2015}$ selon les cas de figure. Enfin, un scénario défavorable comporte un démarrage en 2031, pour un coût additionnel d'environ 1 $Md£_{2015}$.

La rentabilité prévisionnelle pour EDF est notamment sensible à l'évolution des coûts de construction, au retard de la mise en service des deux unités, à l'évolution de l'inflation, à l'évolution des prix de marché après la période du contrat pour différence (cf. encadré suivant) et à la disponibilité de la centrale durant la phase d'opération.

Le contrat pour différence de HPC

Le contrat pour différence (*contract for difference*, CfD) signé le 29 juin 2016 vise à garantir les revenus issus de la vente d'électricité par HPC. Il prévoit une rémunération en fonction de la différence entre le prix d'exercice contractuel et le prix du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service commerciale de l'unité 2.

Le prix d'exercice pour HPC est fixé à 92,50 $£_{2012}$/MWH (indexé sur l'inflation britannique). Il sera réduit à 89,50 $£_{2012}$/MWh si le projet Sizewell C prend une décision finale d'investissement favorable. Une compensation de

1,4 Md£ de Sizewell C en faveur de HPC afin de partager les coûts de l'EPR entre les deux projets britanniques est prévue.

La durée d'exercice de 35 ans est prévue pour être réduite en cas de retard de mise en service commerciale. Par ailleurs, en cas de mise en service de l'unité 1 plus de quatre ans après la date limite prévue par le contrat relatif à l'unité 2, le gouvernement britannique peut mettre fin au contrat. En raison de la crise du covid-19 et de la sortie de CGN du projet Sizewell C, cette limite a été reportée du 1er novembre 2033 au 1er novembre 2036.

Cette révision des coûts et du calendrier de janvier 2024 s'est traduite comptablement par une dépréciation de 43 % de la valeur nette comptable de l'actif HPC dans les comptes d'EDF qui passe ainsi de 22,6 Md£ à 12,9 Md£ (soit moins 9,7 Md£) à fin 2023[36]. Hors cette dépréciation, EDF aurait donc enregistré en 2023 un bénéfice supérieur de 11,5 Md€.

[36] Soit moins 11,5 Md€. Vision aux bornes du groupe EDF, comprenant les coûts capitalisés des intérêts financiers (1,4 Md£), un nouveau taux d'actualisation (6,8 % fin 2023, contre 6,7 % fin 2022 et 5,7 % fin 2021) et une actualisation des hypothèses macroéconomiques (notamment inflation et taux de change). Le coût moyen pondéré du capital utilisé pour HPC est un taux hybride qui tient compte de la spécificité des flux régulés sous CfD et des flux exposés aux prix de marché pour les années suivantes.

b) Une contrainte de financement préoccupante

Outre les incertitudes opérationnelles affectant le projet, EDF est confronté à un sérieux problème de financement. Après que l'engagement de financement initial des actionnaires a été entièrement consommé, CGN a annoncé, fin 2023, suspendre sa participation au financement du projet. Cette possibilité est prévue par le pacte d'actionnaires pour tout actionnaire de la société de projet (article 10.6.3).

Cette clause se révèle très favorable à CGN qui ne subit aucune pénalité malgré son retrait du financement, et dont les droits ne sont de plus réduits que très progressivement[37]. En conséquence, EDF se trouve désormais l'unique financeur du projet à ce stade et doit, pour ne pas augmenter son exposition financière, trouver d'autres sources de financement dans des circonstances défavorables.

À court terme, le conseil d'administration d'EDF a écarté l'option d'une suspension ou d'un ralentissement du chantier, en raison de la désorganisation et des coûts additionnels qui en résulteraient. Il a autorisé une participation financière d'EDF de 2,3 Md£ pour couvrir les besoins du projet d'octobre 2023 à avril 2024. Au-delà de cette date, il a demandé de trouver de nouveaux investisseurs ou de nouvelles sources de financement, afin de limiter la contribution d'EDF à 66,5 %. Le besoin de financement total pour l'année 2024 est évalué à 4,7 Md£.

Ce retrait de CGN était prévisible depuis de nombreux mois, les relations avec ce groupe étant devenues difficiles depuis que ce dernier avait été remplacé par le gouvernement britannique au capital du projet Sizewell C en novembre 2022 (cf. section suivante)[38]. Il est donc préoccupant de constater qu'aucune solution n'a encore été trouvée à ce jour.

Il a été envisagé par l'APE de réduire l'exposition financière d'EDF en déconsolidant le projet HPC des comptes d'EDF, par une cession d'une fraction de sa participation pour passer sous le seuil de 50 % de détention

[37] Le besoin de financement total du projet est couvert à hauteur de 21,2 Md£ (courantes) par un engagement initial de financement d'EDF et CGN fixé en 2016 (la « *Committed Equity* »). Depuis la consommation de cet engagement en septembre 2023, la construction est financée par EDF et CGN sur une base volontaire (« *Voluntary Equity* »). Le choix des deux contributeurs se matérialise à chaque appel de fonds émis mensuellement par la société de projet. CGN s'est acquitté de la totalité de son engagement initial (6,9 Md£). Il conserve le droit de recommencer à financer le projet lorsque la construction aura progressé et que le projet sera moins risqué mais il n'est pas tenu de communiquer son choix par avance. Si CGN choisit de ne plus financer le projet d'ici la mise en service, sa participation dans le projet devrait être réduite de 33,5 % initialement à 15,9 % en 2029 sur la base du devis actuel.

[38] Les doutes émis au conseil d'administration d'EDF du 29 juin 2022 avaient évolué en quasi-certitude à celui du 03 mai 2023.

du capital. Mais cette option suppose un transfert du risque de construction qui n'est pas réaliste à ce stade du chantier.

EDF étudie deux autres pistes de financement : d'une part, l'entrée d'investisseurs tiers, scénario rendu toutefois difficile par l'accumulation des surcoûts et retards du projet ; d'autre part, la possibilité d'émettre des prêts convertibles en actions de la société de projet, afin de permettre à des investisseurs privés d'investir dans le projet. Mais EDF reconnaît que cette option n'est envisageable que lorsque les risques de construction auront diminué, en parallèle de la progression de l'installation électromécanique. L'intérêt des investisseurs privés pour un tel instrument n'est pas assurée, étant donnés les risques inhérents au projet.

Il convient donc de ne pas approuver une décision finale d'investissement d'EDF dans le projet britannique Sizewell C avant l'obtention d'une réduction significative de l'exposition financière d'EDF dans le projet Hinkley Point C.

2 - Sizewell C (Grande Bretagne)

a) Un projet déjà en retard

Le projet Sizewell C (SZC) consiste à construire une paire d'EPR de 1,6 GWh chacun (comme HPC) dans la région du Suffolk. Il vise à répliquer HPC pour bénéficier d'effets de série[39]. La date cible pour la décision finale d'investissement a été décalée de septembre 2023 à mars 2024 et est désormais prévue au second semestre 2024. L'État britannique a souhaité que CGN se retire du projet avant d'y investir. Il en finance la quasi-totalité depuis qu'il est entré au capital de la société de projet en rachetant les parts de CGN en novembre 2022. Depuis, l'engagement de financement du projet par EDF et l'État britannique a augmenté d'un montant initial de 1,3 Md£ à 3,1 Md£, hausse intégralement financée par l'État britannique.

Gouvernance du projet Sizewell C (SZC)

L'État britannique aura un rôle central dans la réalisation du projet : il sera à la fois actionnaire, préteur, garant de la prise en charge de certains risques et détenteur de certains droits spécifiques conférés par la loi. La société de projet assurera le rôle d'intégrateur, avec une gouvernance propre et un cadre garantissant son indépendance par rapport à EDF. Elle pilotera

[39] Notamment en matière de *design*, de chaîne d'approvisionnement, de conduite de projet et de sûreté.

la réalisation de la construction et assurera l'intégration des prestations réalisées par les fournisseurs, y compris EDF.

Ce dernier fournira durant la construction : la conception de la centrale et des prestations d'ingénierie *via* un consortium composé d'EDF et d'Edvance[40], ainsi que le droit d'utilisation de la technologie EPR ; des équipements clés, dont la chaudière par Framatome et la turbine par GE-Alstom (GEAST) ; les compétences développées par EDF au Royaume- Uni (compétences nucléaires rares, gestion de projet, passation des marchés, etc.).

EDF a décidé de limiter son investissement avant la décision finale d'investissement à un montant cumulé de 660 M£, dont 537 M£ investis avant l'entrée au capital de l'État britannique et 123 M£ ensuite en 2023. Le groupe a, par ailleurs, posé la déconsolidation du projet de son bilan et de la dette prise en compte par les agences de notation comme condition impérative à sa participation dans le projet.

L'APE et la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) ont commandé des audits financier et juridique du projet avant de valider l'engagement d'EDF en octobre 2022. Les conclusions de ces audits les ont amenées à soutenir la proposition d'EDF tout en demandant divers aménagements ou compléments. Il ressort notamment de ces travaux que l'objectif de réplication de HPC par Sizewell C est atteignable.

Les audits soulignent toutefois l'importance d'articuler les calendriers entre les projets britanniques et le programme nouveau nucléaire français (notamment pour éviter des périodes de pénuries de compétences, en cas de superposition des calendriers), ainsi que les risques financiers et opérationnels d'un décalage excessif de la décision finale d'investissement de SZC à budget de développement constant d'ici à la décision finale d'investissement, ou de retard de HPC. Ainsi le décalage de la décision finale d'investissement à juin 2024 (au lieu d'octobre 2023) « *remettrait en question des hypothèses fondatrices du projet pour la mobilisation des ressources et la stratégie de réplication, et entraînerait des surcoûts (entre 1,3 et 2,7 Md£) et des retards additionnels (entre quatre et onze mois, en plus du décalage de neuf mois de la FID) importants par rapport au devis initial* »[41], et ce décalage a eu lieu. Toutefois, EDF et l'APE estiment que l'impact financier et opérationnel de ce retard devrait être limité dans la mesure où le gouvernement britannique a décidé de financer les coûts supplémentaires avant la décision finale

[40] Filiale d'EDF (80 %) et de Framatome (20 %), Edvance est une société d'ingénierie, chargée des projets de conception et de réalisation d'îlots nucléaires et de contrôle commande des réacteurs nucléaires en construction, en France et à l'international.
[41] Note du 23/10/22 de la DGEC et de l'APE au ministre de l'économie.

d'investissement, ce qui devrait permettre de ne pas ralentir l'avancée opérationnelle du projet.

b) Des conditions financières incertaines

Contrairement à HPC, le gouvernement britannique n'offre pas de garantie de prix d'achat de l'électricité, en raison des critiques adressées à ce dispositif par le National Audit Office et par la Chambre des communes. Pour attirer des capitaux privés et limiter les coûts de financement, il a été décidé d'appliquer au nouveau nucléaire le modèle de régulation dit « base d'actifs régulés » (« *regulated asset base model* » ou « RAB model ») déjà largement utilisé au Royaume-Uni pour financer des projets d'infrastructures (réseau d'eau, de gaz, d'électricité) (cf. encadré suivant).

Le modèle de base d'actif régulé

Le modèle de base d'actif régulé (*regulated asset base*, RAB) permet aux projets désignés de recevoir un revenu régulé financé par les consommateurs en contrepartie de la construction et de l'exploitation de la centrale. Le montant du revenu vise à couvrir les coûts engagés sur toute la durée de vie du projet (contre une durée limitée à 35 ans pour le contrat pour différence de HPC) et à allouer un juste retour sur le capital investi. Contrairement au CfD, il permet un financement dès le démarrage de la construction et un partage des risques de construction et d'exploitation avec le consommateur.

En phase de construction, ce mécanisme permet de capitaliser économiquement plusieurs dépenses éligibles comme les Capex. L'actif dit « régulé » donne immédiatement droit à un revenu déterminé selon son coût moyen pondéré du capital. En phase d'opération, l'actif est amorti en cohérence avec le remboursement des fonds levés (par exemple sous forme de dette).

L'État britannique propose de compléter le modèle RAB par un ensemble de garanties visant à prendre en charge certains risques extrêmes. En particulier, il s'engage à financer la totalité de la construction au-delà d'un certain plafond de coût s'il décide de poursuivre le projet, et il fixe certaines modalités de compensation des prêteurs et investisseurs en cas d'arrêt du projet. La combinaison de ces dispositifs vise à réduire le coût du capital par rapport au contrat pour différence et à permettre de faire porter un niveau élevé de dettes par la société de projet.

La recherche d'investisseurs tiers a été lancé en septembre 2023. Elle aboutira notamment à fixer les termes de la rémunération allouée

durant la construction à l’ensemble des actionnaires. Le gouvernement français a exprimé son soutien politique au projet. Des négociations d’État à État sont en cours pour préciser le besoin et les termes de l’octroi d’une garantie crédit export par Bpifrance Assurance Export et d’un refinancement partiel par la SFIL (ex Société de Financement Local) sur la base des principaux contrats du Groupe EDF. D’après EDF, la structure finale du projet doit permettre de confirmer la notation financière « *Investment Grade* » et d’ouvrir le projet à un financement bancaire par le marché lorsque les conditions seront réunies.

En tant qu’investisseur minoritaire, il est prévu qu’EDF bénéficie des mêmes conditions et soit exposé aux mêmes risques que les autres investisseurs qui seront issus du tour de table[42]. En tant que fournisseur, le niveau de risque pour EDF est plus limité. Les prestations réalisées par ses entités, le niveau de risques et la rémunération en tant que fournisseur ont été négociés par EDF selon les conditions de marché applicables à la réalisation de projets tiers.

Enfin, même si la probabilité de réalisation du projet a augmenté significativement depuis l’entrée du gouvernement britannique au capital, des incertitudes subsistent sur l’issue de la levée de fonds. En cas d’absence de décision finale d’investissement, EDF est exposé à la perte de son investissement pré-décision finale d’investissement, soit 560M£, net d’une prime d’option de 100 M£ prévue par le gouvernement britannique. Les prestations pré-décision finale d’investissement d’EDF, d’Edvance et de Framatome sont rémunérées par Sizewell. Elles n’engendrent donc pas d’exposition à des risques supplémentaires, susceptibles de générer des coûts échoués.

[42] Les conditions de rémunération sont prédéfinies par la licence RAB et le taux de rémunération pendant la construction sera fixé à l’issue des discussions. Durant la phase d’exploitation, la rémunération cible sera fixée tous les cinq ans par le régulateur économique (Ofgem) à un taux correspondant à un actif régulé. Au-delà du plafond d’investissement, et en l’absence d’apport additionnel des investisseurs, le gouvernement pourrait soit apporter les fonds nécessaires à la poursuite du projet, soit décider d’arrêter le projet selon des conditions prédéfinies par le *Government Support Package*. Le montant final de l’investissement en capital d’EDF, la date d’injection, la rémunération cible durant la construction, le profil de risques pris par les actionnaires et les termes des mécanismes incitatifs seront précisés dans la phase de remise d’offres définitives prévue au second trimestre 2024.

3 - Dukovany 5 (République tchèque)

Le 31 octobre 2023, EDF a soumis, pour le site de Dukovany (tranche 5), une offre engageante pour la fourniture de services d'ingénierie, d'achat, de construction et de mise en service industrielle d'un EPR 1200 ainsi que pour la fourniture d'assemblages de combustibles. Le groupe a également soumis des propositions indicatives pour un réacteur supplémentaire à Dukovany (tranche 6) et deux autres réacteurs sur le site de Temelin (tranches 3 et 4). La sélection du soumissionnaire pour Dukovany 5 était prévue pour mars 2024, la signature des contrats pour fin 2024 ou début 2025, et la première mise en service pour 2036.

Toutefois, au début du mois de février 2024, l'appel d'offres a été étendu aux quatre réacteurs. EDF a alors déposé une nouvelle offre le 30 avril 2024. Après le désistement de l'américain Westinghouse, son seul concurrent restant était le groupe sud-coréen KHNP. Ce dernier a finalement été choisi par les autorités tchèques comme soumissionnaire privilégié, le 17 juillet 2024. EDF a déposé une contestation de cette décision.

Les exemples des projets nucléaires britanniques et tchèque d'EDF montrent qu'il convient de s'assurer que tout nouveau projet international dans le secteur nucléaire soit générateur de synergies chiffrées et ne ralentisse pas le calendrier du programme EPR2 en France.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

En 2020, la Cour recommandait de « conduire un exercice de retour d'expérience complet sur tous les EPR construits ou en construction en France et à l'étranger, avec l'ensemble des acteurs concernés, préalablement au lancement d'un éventuel chantier de nouveaux réacteurs électronucléaires *» (recommandation n°8). Cette recommandation a été mise en œuvre de manière partielle. Des marges de progrès subsistent, comme souligné par la revue de programme EPR2.*

La Cour recommandait également de « calculer la rentabilité prévisionnelle du réacteur de Flamanville 3 et de l'EPR2 et en assurer le suivi *» (recommandation n°6). Cette recommandation est considérée comme non mise en œuvre, EDF ayant refusé de communiquer des informations sur la question de la rentabilité. S'agissant de Flamanville 3, un calcul de la Cour prévoit une rentabilité médiocre pour Flamanville 3, inférieure au cout du capital d'EDF.*

Le programme EPR2 reste marqué par un retard de conception, une absence de devis abouti et un plan de financement incertain. La Cour émet donc sur ce sujet une nouvelle recommandation :

1. *Retenir la décision finale d'investissement du programme EPR2 jusqu'à la sécurisation de son financement et l'avancement des études de conception détaillée conforme à la trajectoire visée pour le jalon du premier béton nucléaire (EDF, ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, ministère de la transition écologique, de l'énergie, du climat et de la prévention des risques,, 2024).*

Enfin, la Cour recommandait en 2020 de « définir, avant l'engagement des projets internationaux, leurs niveaux de risques et de rentabilité attendue ainsi que leurs conditions de financement et s'y conformer » (recommandation n° 7). Dans le contexte actuel, cette préconisation conduit à formuler une nouvelle recommandation :

2. *S'assurer que tout nouveau projet international dans le domaine du nucléaire soit générateur de gains chiffrés et ne retarde pas le calendrier du programme EPR2 en France (EDF, ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, 2024).*

Dans ce cadre, il convient de ne pas approuver la décision finale d'investissement d'EDF dans le projet britannique Sizewell C avant l'obtention d'une réduction significative de l'exposition financière d'EDF dans le projet Hinkley Point C.

Chapitre II

Une filière en cours de structuration exposée à de nombreuses incertitudes techniques, organisationnelles et industrielles

Afin de répondre aux multiples enjeux du programme nouveau nucléaire France (PNNF), la prise de conscience de la perte de compétences de la filière nucléaire a conduit à des efforts significatifs de structuration de la filière industrielle. Cependant, des faiblesses et incertitudes demeurent, qui appellent des réponses appropriées de l'État et des entreprises concernées.

I - Une planification inaboutie qui répond imparfaitement aux attentes de la filière

Dans son rapport de 2020, la Cour estimait que le lancement de la construction d'un nouveau programme de réacteurs EPR en France ne pouvait pas être envisagé sans lever des incertitudes relatives notamment « *à la place de la production électronucléaire dans le mix électrique de demain* ». En imaginant une mise en service entre 2035 et 2038, elle relevait que « *sur une période aussi longue, les technologies de production et de stockage d'électricité*

connaîtront des évolutions importantes. Il convient donc de comparer la compétitivité relative des différents moyens de production en essayant d'appréhender ces possibles évolutions, de comparer les coûts de production entre sources d'énergie décarbonées, mais aussi les coûts de différents systèmes électriques mettant en œuvre différents mix électriques ».

Or, la Cour constatait que ni la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)[43] ni la stratégie nationale bas-carbone (SNBC) ne présentaient de trajectoires détaillées sur l'évolution du mix électrique à l'horizon 2050. Elle recommandait donc de « *prolonger jusqu'en 2050, la planification du mix électrique préalablement à la décision de lancement d'un éventuel chantier de nouveaux réacteurs électronucléaires* »[44].

Cette recommandation a été mise en œuvre de manière incomplète et ne permet pas en l'état de connaître précisément le nombre de réacteurs à construire à terme. Comme le constatait la Cour en 2020, RTE commençait à élaborer, pour la première fois, dans le cadre du bilan prévisionnel offre-demande, des scénarios de mix jusqu'à l'horizon 2050 (six scénarios). Cela a abouti à la publication, en octobre 2021, des principaux enseignements de l'étude *Futurs énergétiques 2050* et, en février 2022, de sa version complète (Cf. annexe 2).

Cinq des six scénarios proposés par RTE reposent sur une exploitation de certains des réacteurs actuels au-delà de 50 ans. Trois des six scénarios prévoient la construction de nouveaux réacteurs de type EPR 2.Le scénario n° 3, le plus proche des annonces du discours de Belfort, nécessite d'aller plus loin et de remplir quatre conditions : (1) réussir la prolongation de l'essentiel des réacteurs jusqu'à 60 ans, (2) en prolonger au-delà de 60 ans (d'autant plus si certains ferment à 50 ans), (3) construire et mettre en service 14 réacteurs de type EPR 2 (soit 8 de plus figurant en option dans le cadre de la stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC) 2023, (4) déployer une capacité de 4 GW de SMR.

---

[43] S'agissant de la PPE, la Cour rappelait, dans son rapport sur la filière EPR, qu'elle avait recommandé dans son rapport de 2020 sur l'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires, que son horizon prescriptif soit porté à 15 ans et que la stratégie nationale bas carbone se prononce sur l'évolution à plus long terme du mix électrique. « *Cette planification à long terme de l'évolution du mix électrique devrait présenter les enjeux et les solutions en termes de sécurité d'approvisionnement, d'adaptation des réseaux de transport et de distribution d'électricité, de gestion des déchets radioactifs, de démantèlement des centrales aujourd'hui en fonctionnement, et bien sûr des coûts de fonctionnement du système électrique. L'anticipation des décisions est d'autant plus nécessaire que le poids de la filière industrielle nucléaire dans l'économie française est important* ».

[44] Recommandation n° 9 (EDF, RTE, MTES, MEF, 2020).

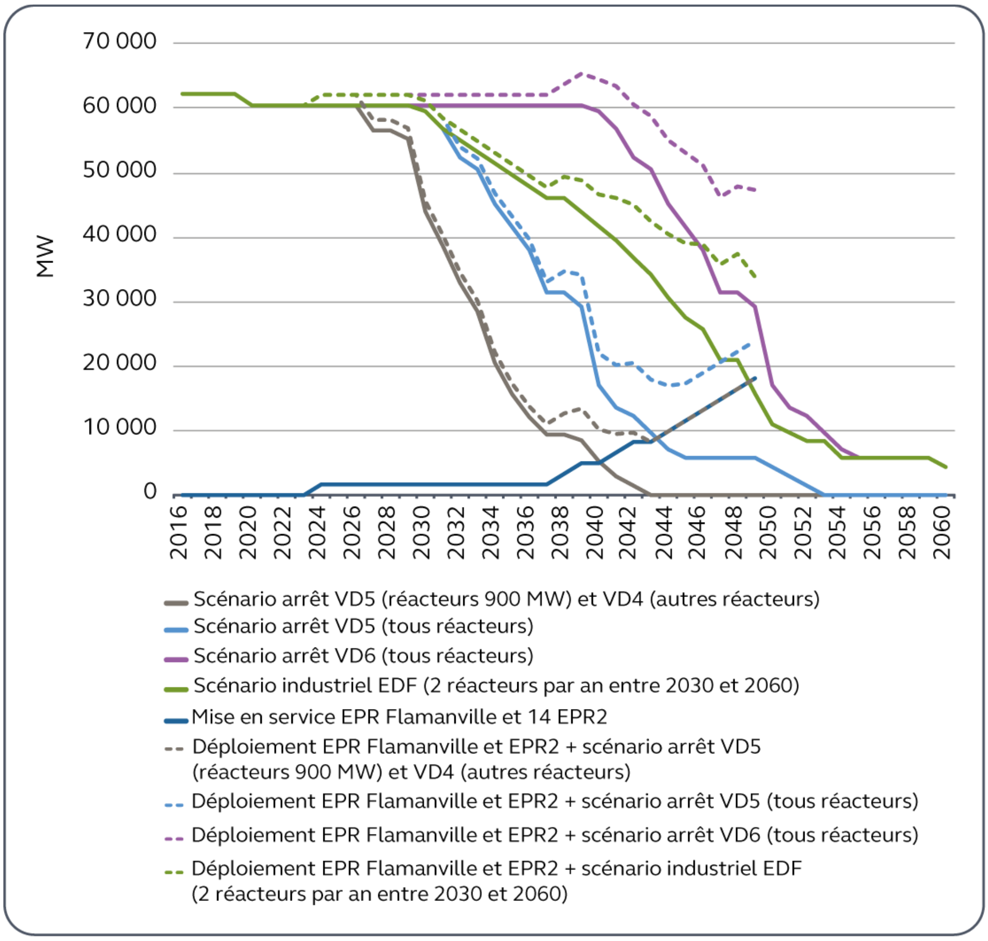
Dans son bilan prévisionnel 2023, qui actualise, pour la période 2023-2035, l'étude *Futurs énergétiques 2050,* RTE remarque que la mise en service des premiers EPR2 n'interviendra qu'à partir de 2036-2037 au plus tôt et que la mise en service de l'EPR de Flamanville permettra à court terme d'apporter une production supplémentaire d'environ 10 TWh. Dans ces conditions, RTE estime que « *compte tenu des incertitudes, un volume moyen de production de l'ordre de 360 TWh à l'horizon 2030-2035, en intégrant l'EPR de Flamanville, semble prudent et atteignable* » (cf. annexe 2). Les derniers éléments concernant le calendrier de mise en service du premier EPR2 attestent cependant d'un nouveau glissement à 2038. Ces révisions de calendrier restent instables à ce jour et doivent encore faire l'objet de mises à jour courant 2024.

Même sans retard du programme EPR2 et en dépit du déploiement des énergies renouvelables, la puissance installée des réacteurs nucléaires français pourrait être réduite de moitié en 2040 en l'absence de prolongation de leur durée de vie. RTE rappelle aussi que la décennie 2040 sera marquée par des diminutions de capacité importantes, sous l'hypothèse centrale que les réacteurs nucléaires de seconde génération ne puissent être exploités plus de 60 ans (15 GW atteindront cette échéance d'ici 2042, 30 GW d'ici 2045).

Or, remarque RTE, « *les rythmes prévus de développement de nouvelles capacités nucléaires sont bien inférieurs, même en intégrant une seconde tranche de 8 EPR2 portant le nombre de nouveaux réacteurs à 14 d'ici 2050 (hypothèse du scénario N2 de Futurs énergétiques 2050)* », ce qui justifie selon lui des besoins de nouveaux moyens de flexibilité identifiés à l'horizon 2030 pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Le graphique n°1 ci-dessous illustre ce risque de diminution de capacités nucléaires installées à partir 2040. À cet effet, il reprend différents scénarios d'arrêt des centrales du parc actuel, proposés dans le rapport de la Cour de 2020 sur l'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires, et y superpose le déploiement des nouveaux EPR2, selon les calendriers transmis par EDF et la DINN.

Certains scénarios, comme celui prévoyant l'arrêt de tous les réacteurs du parc actuel à l'échéance de la cinquième visite décennale (VD5), conduisent à une division par deux de la puissance installée du parc nucléaire français en 2040 par rapport à aujourd'hui, et ce, en dépit du déploiement de nouveaux EPR2 (et sans aucun retard par rapport au calendrier connu à date).

Graphique n° 1 : illustration du risque de diminution des capacités nucléaires installées selon les scénarios d'arrêt des centrales du parc actuel et de déploiement des EPR – en puissance installée (MW)



Source : Cour des comptes, rapport sur « L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires » (2020)
Note de lecture : Le scénario retenu pour la mise en service de l'EPR de Flamanville (1650 MW) est une mise en service en 2024, le scénario retenu pour le déploiement des EPR2 est une mise en service du premier EPR2 (1650 MW) en 2038 puis tous les 18 mois pour les cinq suivants (1e tranche d'EPR2), puis tous les ans pour les huit suivants (2e tranche d'EPR2 à l'étude). Sur la base des éléments transmis par EDF et la DINN.
Note de lecture :
- Les scénarios dont l'intitulé intègre « VD5 » ou « VD6 » correspondent à des scénarios avec des arrêts de centrales à échéance de la 5ème ou de la 6 e visite décennale. Les visites décennales sont des examens périodiques en profondeur qui permettent d'apprécier la situation de l'installation nucléaire au regard des règles qui lui sont applicables.
- Le « scénario industriel d'EDF » date de 2018.

II - La recherche d'une meilleure stabilité des référentiels techniques et réglementaires

Le rapport de 2020 sur la filière EPR évoquait, parmi les causes multiples expliquant l'échec opérationnel de la construction de l'EPR de Flamanville, un dysfonctionnement grave dans la gestion du chantier portant sur la question des soudures mal réalisées. Les réponses apportées, en partie, sur la période récente, soulèvent toutefois la question plus générale de la stabilisation des référentiels techniques et réglementaires pour la mise en œuvre du programme nouveau nucléaire France (PNNF).

A - Le cas spécifique de la démarche d'exclusion de rupture

Pour le chantier de l'EPR de Flamanville, EDF avait fait le choix de concevoir certains éléments du réacteur dans une démarche dite « d'exclusion de rupture ». Cette démarche conduit à retenir des exigences de conception et de fabrication telles qu'elles rendent leur rupture extrêmement improbable, ce qui permet de justifier qu'il ne soit pas nécessaire d'étudier les conséquences de la rupture des équipements concernés dans la démonstration de sûreté. Elle s'applique aux lignes principales d'évacuation de la vapeur, à savoir aux tuyauteries transportant la vapeur sous pression (produite dans les générateurs de vapeur) vers la turbine. Au nombre de quatre dans un réacteur de type EPR, ces tuyauteries, dont une partie est située à l'intérieur de l'enceinte du bâtiment, sont essentielles au refroidissement par les générateurs de vapeur de l'eau du circuit primaire, et donc du combustible nucléaire contenu dans la cuve du réacteur.

Sur le chantier de Flamanville, dès octobre 2013, des écarts au référentiel d'exclusion de rupture concernant les soudures de traversées ont été identifiés. EDF a informé tardivement (en octobre 2017) l'ASN.

Les conséquences financières ont été lourdes, outre les retards générés par la reprise des soudures, la seule réparation des soudures de traversées ayant entraîné un surcout de construction de l'ordre de 1,5 Md€$_{2015}$.

Les anomalies détectées relatives à ces soudures mais aussi à la cuve de l'EPR ont mis en évidence les difficultés techniques rencontrées par les sous-traitants à respecter le haut degré d'exigence du référentiel défini par EDF. Elles ont également démontré que l'application du concept d'exclusion de rupture pouvait donner lieu à des interprétations différentes selon les acteurs,

et générer des dysfonctionnements tels que ceux relevés sur le chantier de l'EPR de Flamanville.

La Cour avait en conséquence conclu qu'il importait que la traduction scientifique et technique du principe d'exclusion de rupture soit consignée dans des guides et des référentiels précis et incontestables, ce qui l'avait conduit à recommander à EDF et Framatome de « *décliner dans un référentiel commun les modalités d'application du principe d'exclusion de rupture afin de clarifier les conséquences industrielles des spécifications concernées* ».

Cette recommandation formulée par la Cour a fait l'objet d'une mise en œuvre partielle.

Dans un premier temps, EDF a adressé en 2019 et 2020 à l'ASN deux courriers[45] lui transmettant le référentiel d'application de la démarche d'exclusion de rupture aux composants non ruptibles et aux tuyauteries primaires principales et de vapeurs principales du réacteur EPR 2.

Ce référentiel a fait l'objet d'une instruction par l'ASN, appuyée par l'IRSN.

Par courrier du 4 juillet 2023, l'ASN a demandé à EDF de compléter et préciser certains points de ce référentiel technique afin de garantir sa cohérence avec les hypothèses de la démonstration de sûreté.

Ce courrier insiste en premier lieu sur la nécessité de justifier de la capacité de l'exploitant et de ses fournisseurs à décliner de manière opérationnelle le référentiel d'exclusion de rupture. Il demande par ailleurs des précisions sur la manière dont certains éléments de ce référentiel seront concrètement mis en œuvre et contrôlés. Enfin, l'ASN souhaite l'établissement d'un tableau de bord de suivi susceptible d'être porté à l'ordre du jour des réunions du comité de pilotage EPR 2.

L'ASN indique que les échanges se poursuivent avec EDF sur ses observations, l'application de certaines des dispositions du référentiel n'étant pas encore déclinée au sein de spécifications techniques ou de procédures applicables à l'ensemble des fournisseurs concernés. Il appartient en conséquence à EDF de prendre en compte, dans la déclinaison du référentiel d'exclusion de rupture, les attentes de l'ASN, sans exclure la poursuite du dialogue technique sur un nombre limité de sujets.

[45] Lettre d'EDF ENM-PPPPPP-00012-ASNDCN du 30 septembre 2019 : EPR 2-Transmission du référentiel de sûreté associé aux « composants non ruptibles » et à la démarche « exclusion de rupture ».
Lettre d'EDF ENM-PPPPPP-00017-ASNDCN du 4 mai 2020 : EPR 2-Transmission des notes « intérêts et conséquences de la démarche » et « aspects organisationnels ».

B - La stabilisation des référentiels, facteur clé de la réussite du programme EPR 2

Bien que la vanne d'arrêt vapeur ne soit pas identifiée comme relevant d'une démarche d'exclusion de rupture, l'ASN a également demandé à EDF que « *soient parallèlement engagés des échanges au sujet de la vanne d'arrêt vapeur, dont la rupture n'est pas prise en compte dans les études d'accidents* ». Les premiers éléments de réponse apportés par EDF justifient l'absence de prise en compte de la rupture de l'enveloppe de ces vannes par son épaisseur et par les règles de conception appliquées. L'ASN considère que ces justifications sont insuffisantes et qu'elles doivent être précisées.

D'une manière générale, cette demande de l'ASN illustre et pose la question de l'évolution permanente des référentiels techniques et réglementaires, mais aussi normatifs, dont la stabilisation, au minimum sur la période de conception et de réalisation des six premières tranches, conditionne, dans une logique dite de palier, le succès du programme EPR 2.

En effet, les modifications significatives portées par le projet EPR 2[46] sont suffisamment nombreuses par rapport aux EPR précédents pour considérer que la réalisation de la première paire de tranches sur le site de Penly présentera les caractéristiques d'une tête de série, avec les risques et incertitudes associés y compris en termes de pilotage du chantier.

Dans son rapport présenté le 6 novembre 2023 à EDF et à la DINN en conclusion de la revue de maturité du programme nouveau nucléaire France (NNF), le comité de revue conclut qu'il est « crucial » pour le succès du programme que les exigences qui s'appliquent à l'EPR 2 soient figées, au moins sur la période de conception et de réalisation des six premières tranches. À partir d'exemples, le comité de revue considère en effet que la proportionnalité aux enjeux de certaines nouvelles exigences

[46] Les modifications apportées pour l'EPR 2 ont pour objectifs d'en améliorer la constructibilité (simplification des compartimentations pour réaliser les voiles de béton (parois verticales en béton armé), simple enceinte (mur de protection autour du bâtiment réacteur) plutôt que double, réduction des zones de ferraillages) et d'en simplifier le design (trois trains de sûreté au lieu de quatre, nombre de modèles de portes diminué de 66 %, réduction de 40 % des références de tuyauteries), tout en garantissant un très haut niveau de sûreté. S'y ajoute la prise en compte d'un critère de manœuvrabilité important pour permettre à l'EPR 2 de s'adapter aux variations de la consommation résultant d'une intégration des renouvelables dans le mix énergétique. Les standards de l'EPR sont conservés et le retour d'expérience de l'accident de Fukushima a par ailleurs été intégré dès la conception.

se traduit par une complexification et un renchérissement du coût des installations, sans que ne soit réellement justifié un gain en termes de sûreté ou de performance notamment.

Sur le fond, le comité de revue considère que la plupart des grandes problématiques de sûreté ou de sécurité ont d'ores et déjà été examinées en avance de phase, tout particulièrement avec l'ASN, l'EPR 2 ayant été conçu comme répondant aux recommandations du nouveau guide de conception des réacteurs à eau sous pression de l'ASN. Ces problématiques ne devraient en conséquence pas présenter de difficultés particulières lors de l'instruction détaillée et du passage à la conception détaillée. L'ASN n'ayant pas modifié les objectifs généraux de sûreté, par rapport au référentiel de sûreté de l'EPR de Flamanville, celui de l'EPR 2 devrait donc limiter les évolutions à deux cas seulement : d'une part, les points sur lesquels la conception est différente de celui de l'EPR, dans le cadre des objectifs initialement fixés (en veillant à ne pas rajouter des objectifs généraux encore plus ambitieux) ; d'autre part, la prise en compte du retour d'expérience intervenu depuis lors, et qui le justifie. L'ASN a rappelé que le référentiel législatif, réglementaire et para-réglementaire applicable en matière de sûreté nucléaire a évolué depuis la demande d'autorisation de création du réacteur EPR de Flamanville, déposée en 2006 avant la création du régime actuel des installations nucléaires de base et avant l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima.

Restent cependant les incertitudes liées à la prise en compte de la protection du programme au titre des questions de cybersécurité en parallèle avec les échéances de qualification du système de contrôle-commande, ainsi que de l'évolution de la doctrine et du corpus législatif et réglementaire en matière de changement climatique. Sur le premier point, le rapport sur la revue de maturité du programme estime que la protection du programme face à la menace cyber doit être approfondie en lien avec l'Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information (ANSSI)[47]

Dans le domaine du changement climatique, le comité de la revue du programme EPR 2 considère qu'il s'agit d'une préoccupation majeure qui reste à clarifier par EDF. Cette adaptation des réacteurs nucléaires au changement climatique s'inscrit au demeurant dans les observations formulées par la Cour dans le chapitre de son rapport public annuel de 2023 sur « *L'adaptation au changement climatique du parc des réacteurs*

[47] L'ANSSI, créée par le décret n° 2009-834 du 7 juillet 2009, est placée sous l'autorité du secrétaire général de la défense et de la sécurité nationale (SGDSN).

nucléaires »[48]. Sa prise en compte impose de définir en amont les aléas susceptibles d'affecter le dimensionnement initial des installations de façon à intégrer des possibilités de les adapter ultérieurement (par exemple en prévoyant la possibilité de remplacer ou d'ajouter des groupes froids ou réfrigérants, des systèmes de ventilation ou diesels), en fonction des réalités du changement climatique.

Une analyse de robustesse (*stress-test*) des hypothèses de dimensionnement du *design* du palier EPR 2 vis-à-vis d'aléas naturels extrêmes, a d'ores et déjà été réalisée par EDF entre août 2021 et mars 2023. Pour les deux sites situés en bord de mer (Penly et Gravelines), le *stress-test* a démontré à ce stade la robustesse du dimensionnement des installations, à l'exception de certains pics de température d'air ou d'eau justifiant des adaptations de la conception. Concernant en revanche le site du Bugey, en bord de rivière, les vérifications ont démontré que les marges de sûreté de l'installation étaient plus limitées dans certaines situations extrêmes, justifiant là encore des évolutions de conception qu'EDF doit clarifier rapidement.

Indépendamment des incertitudes sur l'évolution de ces facteurs externes, pour lesquelles une réponse devra dans tous les cas être apportée, le comité de revue insiste sur la nécessité de stabiliser et de limiter l'évolution des référentiels techniques, réglementaires et normatifs à la stricte prise en compte du retour d'expérience impératif à court terme, au minimum sur la période de conception et de réalisation de la série des trois paires d'EPR 2. L'enjeu porte plus sur une nécessaire maîtrise de ces référentiels, dans une logique de palier, en s'assurant de leur stricte adéquation avec le juste besoin afin de minimiser les risques d'impacts en termes de tenue des calendriers, d'augmentation des coûts et de remise en cause des études et contrats déjà passés.

Tout en admettant que la stabilité des référentiels constitue un élément favorable à la qualité de réalisation des réacteurs EPR 2 et *in fine* à leur sûreté, avec pour objectif une standardisation de leur construction, l'ASN souligne que l'objectif de stabilité du référentiel doit avoir pour contrepartie qu'EDF prenne en compte, dès la conception du premier réacteur EPR 2, l'ensemble des retours d'expérience issus des réacteurs EPR. Par ailleurs, EDF envisageant d'exploiter les réacteurs EPR 2 pendant au moins 60 ans, leur nécessaire adaptation impose la définition de marges suffisantes lors

[48] Cour des comptes – Rapport public annuel du 21 mars 2023 - *L'adaptation au changement climatique du parc des réacteurs nucléaires*

de leur conception, dans un contexte incertain par définition. Or, selon l'ASN, outre la question de la nécessaire prise en compte de l'évolution des connaissances et des effets du vieillissement des matériaux, plusieurs sujets susceptibles d'avoir des incidences notables sur la conception des réacteurs EPR 2 n'ont pas encore fait l'objet d'échanges techniques approfondis, parmi lesquels les modalités de prise en compte du changement climatique évoqué par la Cour, mais aussi les aléas sismiques ou encore les spécificités des différents sites d'implantation

III - La réorganisation des activités nucléaires au sein du groupe EDF et la supervision du programme industriel de construction confiée à la DINN

Le rapport de 2020 évoquait les dérives du chantier de Flamanville 3 comme une conséquence notamment du défaut d'organisation du suivi du projet par EDF et d'une gouvernance défaillante. L'absence de délibérations régulières du conseil d'administration sur ce projet stratégique, la confusion entre les fonctions respectives du maître d'ouvrage et du maître d'œuvre (dissimulée derrière le concept « d'architecte ensemblier ») et plus généralement l'inorganisation de l'entreprise pour réaliser un projet d'une telle ampleur, expliquaient ce défaut de pilotage qui a caractérisé le chantier.

Ces constats avaient conduit la Cour à formuler trois recommandations à EDF :

- *Reconsidérer la notion d'architecte ensemblier en séparant les fonctions de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre*
- *Assurer une revue semestrielle des projets stratégiques et des risques qui y sont associés, au sein du conseil d'administration*
- *S'assurer que les responsables de grands projets aient autorité sur les moyens, notamment d'ingénierie, nécessaires à leur réalisation.*

Le conseil d'administration d'EDF assure désormais une revue régulière des projets stratégiques et des risques qui y sont associés, ce qui traduit la mise en œuvre complète de la recommandation formulée

par la Cour en 2020. Les deux autres recommandations ont, quant à elles, fait l'objet d'une mise en œuvre partielle. Ainsi, pour répondre aux enjeux du programme nouveau nucléaire France, EDF a présenté en janvier 2024 un projet de réorganisation interne des activités nucléaires au sein du groupe. Bien qu'effective depuis le 1er avril 2024, cette nouvelle organisation doit rapidement faire ses preuves.

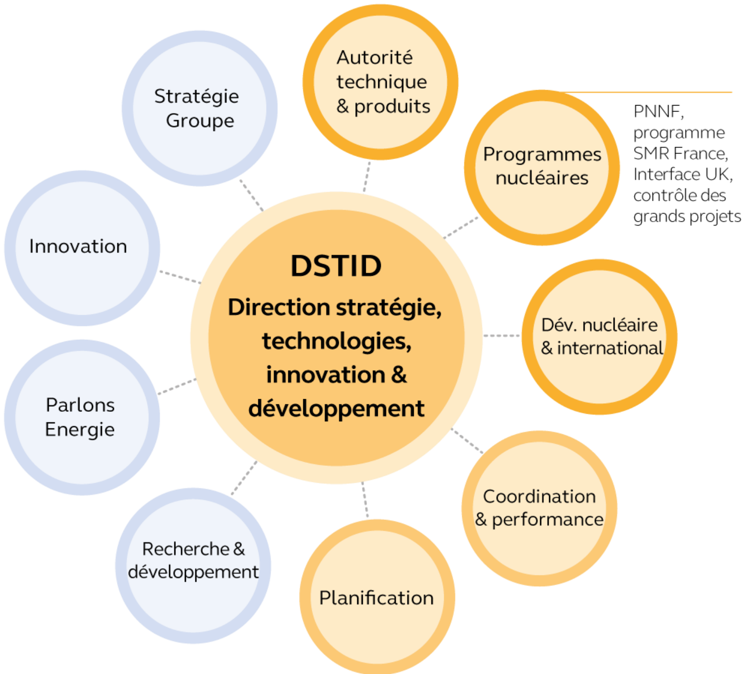
S'agissant par ailleurs d'un programme d'investissement dont les enjeux sont majeurs, notamment en termes de supervision industrielle et d'accompagnement de la filière, l'État a souhaité assurer la supervision du programme industriel de construction des nouveaux réacteurs électronucléaires en attribuant cette mission à la délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN), instituée par le décret n° 2022-1411 du 7 novembre 2022.

A - Une réorganisation des activités nucléaires au sein du groupe EDF à parachever

La réorganisation interne des activités nucléaires au sein du groupe EDF vise en particulier à séparer et clarifier les responsabilités, notamment dans le cadre des relations entre la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre et ce afin d'éviter les graves dysfonctionnements observés par le passé sur le chantier de Flamanville 3. Elle a porté sur deux points : d'une part, la transformation de l'ancienne direction innovation, responsabilité d'entreprise et stratégie (DIRES) en une direction stratégie, technologies, innovation et développement (DSTID) ; d'autre part, le redéploiement des activités nucléaires autour de cinq grands métiers.

En charge de missions transverses sur tous les métiers du groupe et des missions spécifiques sur tous les métiers du nucléaire, la nouvelle direction « stratégie, technologies, innovation et développement » (DSTID) regroupe les directions suivantes :

Une direction chargée des missions transverses et des métiers du nucléaire



Directions relevant antérieurement de la DIRES (direction innovation, responsabilité d'entreprise et stratégie)

Directions intégrant les activités les activités de la planification stratégique nucléaire issus de la MOA nouveau nucléaire France (NNF), de la direction de l'ingénierie et des projets nouveau nucléaire (DIPNN), de la direction « contrôle des grands projets » (présidence) et des compétences techniques et d'expertises transverses

Activité nucléaire

Source : Cour des comptes

Une nouvelle direction « performance impact, investissements et finance » (DP2IF) est également créée, intégrant la direction financière groupe et l'ancienne direction impact[49] de la DIRES. Enfin, les activités de relations institutionnelles seraient réunies au sein du secrétariat général.

Parallèlement, pour répondre aux enjeux du PNNF, le redéploiement des activités nucléaires entend les organiser en 5 grands métiers :

[49] La direction impact de la DIRES porte actuellement les activités financières, sociales et environnementales.

- le métier « planification stratégique nucléaire » ;
- le métier « projets et construction » qui serait porté par la direction éponyme ;
- le métier « ingénierie & *supply chain* » qui serait porté par la direction éponyme[50] ;
- le métier « production » qui serait porté par la direction « production nucléaire et thermique » (DPNT) ;
- le métier « industries & services » qui serait porté par le pôle éponyme.

Le premier métier lié à la planification stratégique nucléaire doit être porté par les directions « programmes nucléaires », « autorité technique et produits » et « développement nucléaire international », intégrées à la DSTID.

Les quatre autres métiers du nucléaire relèveraient de quatre directions :la direction « projets et constructions » (DPC), la direction « ingénierie et *supply chain »* (DISC), la direction « production nucléaire et thermique » (DPNT) et le pôle « industrie et services ».

Bien que participant à la dynamique de réorganisation de la filière dans le cadre de la mise en œuvre du PNNF, les effets de cette nouvelle organisation doivent être analysés avec attention. Le véritable enjeu est celui de la façon dont elle est mise en œuvre s'agissant plus particulièrement de la clarification des responsabilités entre la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre.

B - Une séparation des fonctions de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre à appliquer

Dans le cadre de la réorganisation interne au sein du groupe EDF, la maîtrise d'ouvrage (MOA) pour les projets neufs relèverait de la compétence de la direction « programmes nucléaires », créée au sein de la DSTID. La MOA pour les projets parc existant serait, quant à elle, positionnée à la direction « production nucléaire et thermique » (DPNT).

[50] La *supply chain* regroupe l'ensemble des fonctions visant à sécuriser les activités des partenaires industriels d'EDF, depuis la stratégie, la contractualisation, jusqu'à la maîtrise des fabrications et réalisations

Les missions relevant de la maîtrise d'œuvre (MOE) relèveraient, quant à elles, de la direction « projets & construction » (cf. *supra*) au travers de ses deux directions de projets (FA3 et EPR 2).

Dans le cadre de la réorganisation interne d'EDF, la séparation des fonctions entre MOA et MOE a fait l'objet de nombreux travaux sur la période récente, avec le concours de la DINN. Cette dernière considère en effet que la bonne articulation entre MOA et MOE d'une part et entre la MOE et l'ingénierie mais également la *supply chain* d'autre part, sera l'une des conditions de succès du PNNF. Ces travaux ont été évalués par le comité de revue du programme EPR 2 qui a notamment recommandé une contractualisation entre la MOA et la MOE afin d'en clarifier les rôles et responsabilités respectifs. Suite à la revue de programme, EDF a finalisé une première version d'un manuel de gouvernance[51] régissant les relations entre la MOA et la MOE sur l'EPR2.

Sur le fond, indépendamment d'ajustements inévitables, ce manuel de gouvernance constitue un document opérationnel, qui détaille le partage de responsabilités et les modalités de travail entre les équipes MOA et MOE. La DINN, dans le cadre de son analyse récente, considère que les principes exposés dans ce manuel sont globalement satisfaisants et cohérents avec les recommandations de la revue de programme, en termes de répartition des rôles et responsabilités et schémas de délégation attendus.

Ce document constitue effectivement un élément de cadrage important et apporte une réponse aux insuffisances constatées par la Cour dans son rapport de 2020. Toutefois, les conditions de sa mise en œuvre seront déterminantes. Il appartient en conséquence à la direction générale d'EDF de veiller à la bonne articulation entre ces fonctions et de s'assurer de la mise à jour et de la cohérence du manuel de gouvernance avec la nouvelle organisation de la filière nucléaire au sein d'EDF.

Les conclusions de la nouvelle revue du programme de juillet 2024 confirment à cet égard, nonobstant les évolutions notables observées depuis 2023, qu'il est essentiel que la maîtrise d'ouvrage dispose au plus vite d'une expertise. Les indicateurs de pilotage de la maîtrise d'ouvrage et de la maîtrise d'œuvre sont en cours de développement. Le dispositif temporaire existant y est encore qualifié d'« artisanal » et justifie notamment la poursuite du renforcement de la MOA et la mise en place prioritaire d'indicateurs, tableaux de bord et systèmes d'alerte nécessaires à son pilotage.

[51] Manuel intitulé *Gouvernance du programme nouveau nucléaire France EPR 2 et principes de contractualisation entre la maîtrise d'œuvre et la maîtrise d'ouvrage*.

C - La création de la DINN et des comités de revue améliore la supervision du programme EPR mais implique un accès aux informations à renforcer

Dans ce contexte global de réorganisation de la filière nucléaire indispensable à la mise en œuvre du PNNF, la Cour a pu observer et constater le rôle essentiel de pilotage et d'articulation entre les différentes parties prenantes opéré par la délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN), notamment dans la phase de suivi des divers audits qui accompagnent la relance de la filière. Créée en 2022 et placée auprès du premier ministre, la DINN assure en effet la supervision par l'État du programme industriel de construction des nouveaux réacteurs électronucléaires. Ses missions ont été précisées par une lettre de mission de la Première Ministre, en date du 18 octobre 2024.

Aux termes des dispositions du décret précité, la DINN doit notamment « *Contribuer à la définition des objectifs en matière de coûts, de qualité et de délais et veiller au respect de ces objectifs par le maître d'ouvrage du programme, en procédant notamment à la revue régulière de son avancement et à l'audit du processus d'achat* ».

La lettre de mission adressée au délégué interministériel au nouveau nucléaire précise le décret et confie à la DINN la coordination de l'action de l'État relative à la remontée en compétences de l'industrie nucléaire dans le programme NNF. Elle assure les discussions avec EDF, au nom de l'État, concernant l'organisation industrielle du programme ainsi que les échanges en tant que de besoin avec les différentes entreprises de la filière et leurs organisations professionnelles représentatives. Dotée de moyens propres pour l'exercice de ses missions, la DINN agit en lien avec les administrations centrales concernées : notamment la direction générale de la prévention des risques (DGPR), la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), la direction générale des entreprises (DGE) et l'agence des participations de l'État (APE) et les autorités préfectorales des territoires d'implantation des nouvelles installations nucléaires. Elle contribue également aux échanges nécessaires avec la Commission européenne sur le programme NNF, en coordination avec le secrétariat général aux affaires européennes (SGAE), la DGEC, l'APE et la direction générale du Trésor (DG Trésor). Enfin, la DINN est habilitée à consulter les autorités compétentes en matière de sûreté et de sécurité nucléaire ainsi que de cybersécurité.

C'est dans ce cadre qu'EDF a mis en place début 2023, en concertation avec la DINN, un comité de revue dont l'objectif est de

réaliser une évaluation indépendante de la maturité du projet et d'assurer un suivi opérationnel de la remontée en capacités de la filière nucléaire. Ce comité de revue, composé de 15 experts aux compétences diverses, a remis son rapport en octobre 2023, comportant 89 recommandations. Un second rapport de suivi des recommandations a été remis au président directeur général d'EDF en juillet 2024.

Déterminantes pour la réussite du PNNF, les missions confiées à la DINN nécessitent qu'elle dispose d'un très large droit d'accès aux informations détenues par les divers services et entités à compétence nationale des domaines de l'énergie, de l'environnement, de la sûreté nucléaire, de l'industrie, et tout particulièrement par EDF en tant que principal acteur de la filière industrielle nucléaire. Il appartient en conséquence aux différentes administrations de garantir l'application, pour leur part, des dispositions du décret n° 2022-1411 du 7 novembre 2022 et de la lettre de mission du 18 octobre 2023 : d'une part, en s'assurant du maintien de la tenue régulière de comités directeurs auxquels participe la DINN en bonne articulation avec les exercices de revue du programme EPR 2 ; d'autre part, en veillant au caractère systématique et immédiat de la transmission à la DINN de tous les documents et sujets relatifs au nouveau nucléaire communiqués par EDF dans les instances de gouvernance où la DGEC et l'APE sont présentes. Un amendement de la lettre de mission, voire du décret instituant la DINN, serait de nature à clarifier les modalités de transmission à la DINN de ces documents, en raison notamment de leurs impacts et synergies potentiels sur le programme NNF.

IV - Une politique industrielle et une stratégie contractuelle à confirmer

La perte de compétences techniques et de contrôle qualité au sein des entreprises de la filière nucléaire ainsi que le défaut de maîtrise industrielle de la filière par EDF ont été identifiés comme des causes majeures de l'échec opérationnel de la construction de l'EPR de Flamanville. Le diagnostic de la faiblesse des capacités industrielles de la filière a été effectué tardivement, face aux difficultés rencontrées. Cette perte de compétences s'explique notamment par l'écart d'une quinzaine

d'années[52] entre les lancements des chantiers de Civaux 2 (réacteur français en service le plus récent) et de Flamanville 3. La plupart des entreprises de la *supply chain* impliquées dans le chantier étaient concernées, plus particulièrement les sous-traitants, EDF n'ayant pas évalué en amont les capacités de la filière industrielle avant de prendre la décision de lancer la construction d'un nouveau type de réacteur, ni été en capacité de maîtriser les conséquences de cette imprévision sur un chantier de cette ampleur.

Parallèlement, les difficultés de construction de Flamanville 3 s'explique par une stratégie contractuelle inadaptée qui a aggravé le pilotage technique du projet par EDF. En effet, les contrats n'intégraient, à leur signature, ni les aléas (pourtant prévisibles compte tenu du caractère de « tête de série » du réacteur) ni des mécanismes incitatifs qui auraient permis de prendre en compte le caractère incomplet du design. Onze des douze principaux contrats de l'EPR de Flamanville ont en effet connu des augmentations de coûts comprises entre 100 % et 700 %, conséquence des avenants successifs aux principaux contrats qu'EDF a été dans l'obligation de notifier. Ce diagnostic avait conduit la Cour à recommander d'*intégrer aux contrats des dispositions partageant le risque de construction entre le maître d'ouvrage et les prestataires et les intéressant à la tenue du planning de réalisation des travaux*.

Cette recommandation a fait l'objet d'une mise en œuvre partielle. Or, la remontée en compétences de la filière industrielle et la refonte de la politique contractuelle d'EDF sont déterminantes pour la réussite du programme NNF.

A - Des initiatives à poursuivre

Indépendamment de sa réorganisation interne des activités nucléaires, EDF a cherché à renforcer sa maîtrise des enjeux technologiques et industriels pour mener à bien le programme EPR 2.

En décembre 2019, EDF a également annoncé la mise en œuvre d'un plan d'actions, baptisé « Excell », visant à rétablir le niveau de compétences techniques et le contrôle qualité nécessaires à la filière nucléaire.

[52] Le premier béton du réacteur de Civaux 2 a été coulé en 1991, pour un raccordement au réseau en décembre 1999 et une mise en service industriel en 2002. Le premier béton du réacteur de Flamanville 3 a été coulé en décembre 2007.

Au-delà de la prise de conscience de l'enjeu de performance de la filière nucléaire porté par ce plan d'actions, la question est de savoir si la filière industrielle est en mesure de répondre aux engagements issus du discours de Belfort et donc de réaliser le programme NNF.

D'autres dispositifs ont été mis en œuvre par EDF et les autres industriels du secteur pour consolider et restaurer leurs performances. Dans le cadre des initiatives mises en œuvre, figurent notamment la création en 2018 du groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (GIFEN)[53], ainsi que celle de l'université des métiers du nucléaire (UMN) en avril 2021.

1 - Framatome et Arabelle Solutions, deux filiales majeures pour la structuration de la filière industrielle nucléaire

Le groupe EDF a procédé à un renforcement significatif de son outil industriel dans le cadre de deux opérations importantes : d'une part, la prise de contrôle en janvier 2018 d'AREVA NP, qui reprend le nom de Framatome, d'autre part l'acquisition en mai 2024 des activités nucléaires hors Amériques de GE Vernova qui permet ainsi à EDF de reprendre la maîtrise de la production des turbines Arabelle. Deux filiales sont issues de ces opérations: Framatome et Arabelle Solutions[54].

Filiale détenue à 80,5 % par le groupe EDF et 19,5 % par Mitsubishi Heavy Industries (MHI), Framatome est actuellement l'un des principaux leaders de l'énergie nucléaire au niveau international. Ses activités se concentrent sur la conception de centrales nucléaires, la fabrication de chaudières nucléaires, la conception et la fabrication de composants et de combustibles, ainsi que sur la maintenance de réacteurs nucléaires de tous types et l'intégration des systèmes de contrôle-commande. Filiale détenue à 100 % par EDF, Arabelle Solutions doit permettre au groupe de reprendre le contrôle et la maîtrise de la fabrication et de la maintenance d'un équipement-clé, la turbine,[55].

[53] Depuis 2019, le GIFEN est l'unique syndicat professionnel de la filière nucléaire française (plus de 200 adhérents) dont la mission est de fédérer les intérêts de toutes les entreprises qui contribuent à la production d'électricité d'origine nucléaire.

[54] Cette filiale est chargée de la production des turbines Arabelle destinées aux réacteurs EPR, ainsi que de l'entretien et du renouvellement des turbo-alternateurs des centrales nucléaires françaises.

[55] La turbine à vapeur Arabelle transforme l'énergie thermique, générée par la fission nucléaire, en énergie mécanique, par le passage de la vapeur dans les différents étages de la turbine, actionnant ainsi l'équipement. Celui-ci engage un alternateur, qui produit alors de l'énergie électrique.

La constitution récente de ces deux nouvelles filiales participe à la structuration de la filière nucléaire au niveau du groupe EDF. Une autre filiale, Edvance, créée en mai 2017, s'inscrit dans cette dynamique. Cette filiale, détenue à 80 % par EDF et à 20 % par Framatome, prend en charge les activités d'ingénierie dans le domaine de l'îlot nucléaire neuf et du contrôle commande, auparavant réparties entre différents centres d'ingénierie d'EDF et de Framatome.

Cependant, au-delà de sa structuration, la reconnaissance des enjeux technologiques et stratégiques de la filière industrielle se heurte à la question des besoins en ressources humaines pour mener à bien le programme EPR 2, et surtout à leur satisfaction.

2 - Le programme MATCH : un outil de pilotage de l'adéquation besoins/ressources de la filière nucléaire

Outil de pilotage de l'adéquation entre besoins et ressources de la filière nucléaire pour répondre aux enjeux à venir, le programme MATCH a été créé et mis en œuvre par le GIFEN. Son objectif est notamment d'évaluer les prévisions de besoins en ressources humaines et techniques à un horizon de 10 ans pour les entreprises de la filière et d'orienter collectivement les actions à conduire au sein du GIFEN pour leur permettre d'y répondre. Les conclusions de cette étude ont été remises au gouvernement le 21 avril 2023.

L'analyse a porté sur les éléments de charge, consolidés, couvrant l'ensemble des activités des cinq exploitants nucléaires membres du GIFEN[56], élargies au projet de réacteur de recherche ITER et à des activités de la propulsion nucléaire navale. En termes de périmètre, une vingtaine de segments d'activités ont été identifiés, correspondant à 84 métiers opérationnels dits « cœur d'activité » pour lesquels les compétences requises et le temps nécessaire à la formation et à la montée en compétence pour chaque métier ont été évalués.

La modélisation des besoins en emplois à 10 ans couvre l'ensemble des activités et projets de la filière nucléaire, qu'il s'agisse de construction, d'exploitation, de maintenance courante ou de démantèlement en France[57],

[56] EDF, Framatome, Orano, CEA et ANDRA.
[57] Exploitation et maintenance des installations existantes, grand carénage des réacteurs en exploitation, construction de 3 paires d'EPR2 en France, CIGEO, programme de démantèlement de réacteurs et d'installations de recherche et du cycle, extension de l'usine d'enrichissement d'uranium Georges Besse, construction des réacteurs de

mais également la part accessible aux fournisseurs français des projets internationaux. La modélisation prend en compte l'ensemble de la filière, y compris la sous-traitance.

Les enjeux en matière de compétences et de capacités industrielles de chaque segment d'activité de la filière ont été analysés par le groupe de travail du programme MATCH. Ces enjeux et la présentation pour chaque segment des courbes de charge sous-traitée sur 10 ans, sont synthétisés en annexe 3.

Il ressort des projections réalisées dans le cadre du programme MATCH, sur le périmètre des emplois directs concernés (20 principaux segments d'activité et 84 métiers), que la croissance du volume d'activité serait de l'ordre de 25 % sur les dix prochaines années, hors gains de productivité. En 2023, le volume de travail identifié représentait 125 000 emplois équivalents temps plein (ETP), dont environ 45 % chez les exploitants et 55 % chez les fournisseurs. En 2033, sur le même périmètre, la croissance attendue, essentiellement par les ETI et PME fournisseurs, devrait porter les besoins à hauteur de 155 000 ETP.

Dans le même temps, la filière prévoit de mobiliser une capacité de travail nouvelle de l'ordre de 60 000 recrutements ETP, dont une moitié pour répondre à la croissance d'activité et une autre moitié pour compenser les départs en retraite ou vers d'autres secteurs économiques.

En conséquence, le GIFEN évalue le besoin prévisible pour assurer la charge des projets nucléaires à l'horizon 2030, extrapolé à l'ensemble des 200 000 emplois de la filière nucléaire, à hauteur de 100 000 recrutements ETP d'ici 2033, soit un volume de 10 000 recrutements par an sur la période. Ces perspectives diffèrent cependant selon les métiers, dont certains sont d'ores et déjà considérés en tension alors qu'ils nécessitent plusieurs années de formation et d'apprentissage, les segments dont certains besoins seront en croissance rapide (génie civil-supportage, forge-fonderie, chaudronnerie, électricité, etc.) alors que d'autres segments sont considérés à croissance différée (robinetterie, traitement de l'eau, tuyauterie-soudage, etc.).

La pertinence du programme MATCH dépendra toutefois de sa capacité à évoluer en cohérence avec la programmation des activités et donc du plan de charge d'une année sur l'autre. Sa mise à jour régulière et son suivi sont donc essentiels. Une actualisation de l'étude a, d'ores et déjà, été réalisée et présentée par le GIFEN lors des Journées « Perspectives Filière » des 18 et 19 juin 2024.

---

recherche RJH et ITER, fourniture de la propulsion nucléaire pour les projets de porte-avions et sous-marins.

Cependant, à l'issue de la revue de maturité du programme EPR 2 de novembre 2023, le comité de revue a émis des réserves quant à la capacité du GIFEN à porter la voix des fournisseurs de la filière et à constituer un espace de dialogue pour leur permettre de répondre aux enjeux de remontée en compétences. Cette réserve s'explique, selon le comité, par un manque de « culture de filière », de confiance au sein du groupement de nature à freiner les discussions en particulier pour les industriels de rang 1 et 2 en présence du maître d'œuvre.

3 - L'université des métiers du nucléaire (UMN)

L'UMN est une association créée en avril 2021 à l'initiative de la filière nucléaire française, de l'Union des industries et métiers de la métallurgie (UIMM), de l'Union française de l'électricité (UFE) de France industrie et de Pôle emploi, pour contribuer à la sécurisation des besoins en compétences de la filière. Elle a pour missions principales de :

- favoriser l'attractivité de toutes les voies d'enseignement et de formation dans le domaine de l'industrie nucléaire en rendant visible l'offre de formation ;
- faciliter, accélérer, industrialiser l'adéquation entre l'offre de formation et les besoins de la filière, notamment pour les métiers en tension et répondre aux besoins prioritaires ;
- promouvoir les métiers et les parcours de la filière nucléaire.

Le plan d'actions « compétences » de la filière nucléaire établi par l'UMN, sur la base de l'étude MATCH du GIFEN, a été remis au gouvernement le 2 juin 2023.

L'analyse du plan d'actions « compétences » de la filière nucléaire montre que de nombreuses actions visant à adapter l'offre de formation aux besoins des industriels ont d'ores et déjà été initiées par l'UNM.

Compte tenu de sa création récente, il est prématuré d'établir un bilan sur l'efficience de l'UMN. La direction générale des entreprises (DGE) précise à cet égard que le point d'étape trimestriel sur la mise en œuvre du plan d'action compétences de l'UMN, réalisé par la DINN, permet de suivre concrètement l'avancée de ces travaux. Dans le cadre de son suivi régulier des actions mises en œuvre par l'UMN et ses partenaires, la DINN confirme avoir d'ores et déjà constaté la très bonne dynamique installée par le plan d'action Compétences de la filière nucléaire.

B - D'importantes et nombreuses incertitudes restent cependant à lever

Deux études réalisées sur la période récente, dans le cadre du PNNF, dressent un état de la préparation de la filière nucléaire française :

- - l'étude du développement de la filière pour le programme nouveau nucléaire français réalisée par le cabinet « Accenture » (rapport final du 8 septembre 2023) pour le compte de l'État ;
- - la revue de maturité du programme EPR 2[58], dont les conclusions ont été présentées le 6 novembre 2023 au PDG d'EDF et au comité directeur de la revue.

Ces études confirment la dynamique enclenchée de préparation des industriels de la filière nucléaire. Elles mettent cependant en évidence d'importantes zones de faiblesse qui montrent que l'état et la dynamique des acteurs de la filière sont pour le moins hétérogènes, au détriment de certains acteurs de la filière.

1 - Un manque de visibilité de la filière industrielle qui nuit à sa montée en compétences

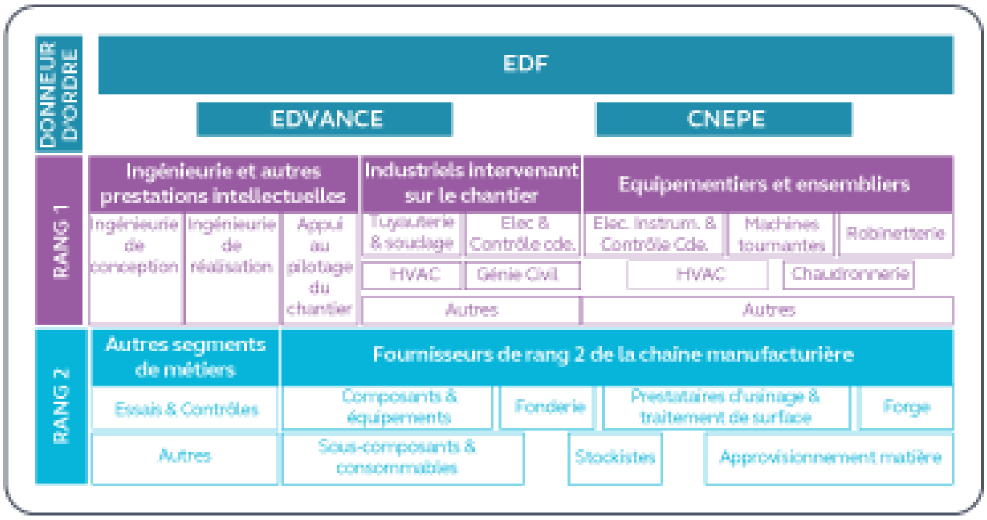
Le rapport final de l'étude Accenture a été remis le 8 septembre 2023.L'étude a couvert un panel de 188 industriels, composé à 20 % de grandes entreprises, de 43 % de PME et de 27 % d'ETI. Ces industriels répondent aux caractéristiques suivantes : 80 % de ces acteurs ont participé à la construction d'au moins un EPR et 60 % d'entre eux réalisent plus de 20 % de leur chiffre d'affaires dans le nucléaire[59]. Enfin, 77 % de ces acteurs ont un actionnaire principal français et 90 % ont une part d'achats directs hors Union européenne inférieure à 25 %.

La structuration de ces acteurs, retenue pour l'étude et définie par le schéma industriel d'EDF pour la construction des EPR 2, est synthétisée dans le tableau ci-après.

[58] À l'origine, une revue de définition préliminaire (RDP) initiée par EDF en coordination avec la DINN, proposée au CPN de février 2023. Initialement centrée sur une revue d'avancement technique d'une partie de la conception, son périmètre a été étendu à celui d'une revue de maturité de programme ayant pour objectifs de vérifier l'avancement conforme des travaux de conception, d'autorisation et de préparation de la construction du PNNF.

[59] Dans le même temps, pour 60 % des industriels le nucléaire représente moins de 35 % de leur revenu.

Schéma n° 1 : représentation schématique de la filière



Source : rapport Accenture – 8 septembre 2023

Les conclusions de l'étude confirment la réceptivité des industriels aux enjeux du PNNF, 82 % des acteurs du panel reconnaissant connaître la démarche du plan « Excell », mais parallèlement l'insuffisance de son déploiement[60].

Les industriels reconnaissent en effet les initiatives menées par EDF et les instances représentatives de la filière en vue du PNNF, notamment la communication sur le programme EPR 2 (calendrier et marchés), le recours à des contrats de longue durée (couverture des trois paires d'EPR et des marchés du parc sur 10 ans), l'intégration des retours d'expérience de la filière, les démarches de standardisation des références, la collaboration avancée avec les partenaires stratégiques et l'accompagnement spécifique d'industriels dans le déploiement d'une excellence opérationnelle.

Cependant, l'étude a permis d'identifier des zones de faiblesses susceptibles d'affecter les conditions de succès du PNNF. Elle en tire 23 recommandations.

---

[60] 9 % des industriels de rang 1 ne connaissent pas le plan Excell, 54 % le connaissent et l'ont déployé, 37 % le connaissent mais ne l'ont pas déployé.
29 % des industriels de rang 2 ne connaissent pas le plan Excell, 19 % le connaissent et l'ont déployé et 53 % le connaissent mais ne l'ont pas déployé.

En termes de sécurisation des approvisionnements de certaines matières premières, des dépendances, certes non spécifiques au secteur du nucléaire, sont identifiées, particulièrement dans deux domaines : d'une part sur certains aciers carbone de grande qualité dont les capacités de production sont limitées en dépit de volumes peu importants, mais dont l'approvisionnement est concurrencé par d'autre secteurs (celui de la défense en particulier) ; d'autre part, sur le marché des semiconducteurs et des composants et connectiques électroniques. S'y ajoutent des dépendances dans l'utilisation de systèmes d'information étrangers, ainsi que dans l'approvisionnement et la mise en œuvre de machines d'usinage.

Plus spécifiquement au secteur du nucléaire, des fragilités sont identifiées sur les approvisionnements en tubes pour les tuyauteries[61] et quatre zones de faiblesse spécifiquement nouveau nucléaire le sont également sur les pièces de forge, les pièces de fonderie, le moteurs moyenne tension et des composants frigorifiques spécifiques. La DGE considère qu'il s'agit d'enjeux de souveraineté et indique mener, en réponse à une demande du Conseil de politique nucléaire (CPN), une étude sur la capacité de la filière nucléaire à produire l'ensemble des équipements dont elle a besoin sur le territoire national, avec pour objectif de vérifier la résilience de la filière en cas de rupture d'approvisionnement de la part de ses partenaires européens et internationaux.

D'autres facteurs d'incertitudes jouent sur l'état de préparation de la filière industrielle au PNNF, alors que la perspective d'une extension du programme de 6 à 14 EPR 2 n'est pas intégrée dans les plans industriels en cours.

En premier lieu, l'absence de décision finale d'investissement dans le programme crée une incertitude vis-à-vis de sa concrétisation et de son planning. Les perspectives de revenus encore lointaines expliquent sans doute une mobilisation encore prudente de la filière industrielle dont une partie considère qu'elle n'est pas à l'abri d'une remise en question du programme. Cette prudence peut être alimentée par les dérives des précédents projets (EPR ou grand carénage) et les retards et surcoûts annoncés en janvier 2024 sur le chantier des EPR d'Hinkley Point C au Royaume Uni[62].

L'absence de décision finale d'investissement rejoint par ailleurs la question du financement de la phase de préparation au PNNF, qui reste également à définir. Les besoins de financement des entreprises portent à

[61] Ces fournisseurs sont italiens (Tectubi, Tenaris) et espagnols (Tubacex) avec une présence mondiale.
[62] Soit un nouveau retard d'au moins deux ans, voire quatre dans le pire scénario, et des coûts supplémentaires d'au moins 5 milliards de livres.

la fois sur l'augmentation de la capacité et la modernisation de l'outil industriel et sur les investissements en ressources humaines. À cet égard, la dynamique associée diffère sensiblement selon les catégories d'acteurs de la filière.

Tableau n° 5 : enjeux et dynamique de préparation selon les catégories d'acteurs industriels

Ingénierie (et assistance technique)	• Montée en charge (conception et ingénierie d'éxécution)	• Très hétérogène selon les acteurs • Manque de visibilité sur les besoins • Modèle industriel qui doit évoluer pour la montée en charge et réduction panel en cours
Rang 1 Équipementier/ Ensemblier	• Dimensionnement de l'outil de production • Recrutement • Capacité de la chaîne d'approvisionnement	• Investissements prudents avant contrat • 10 à 15 % de capacité supplém. en moy. • Renfort du pilotage de la chaîne d'approvisionnement • 60-70 % du panel a une bonne confiance dans leur capacité à recruter
Chantier	• Montée en charge et en expérience-problématique du primo-intervenant • Dimensionnement outil de production (métiers mécanique) • Collaboration sur site	• Besoin d'une phase de préparation avec le donneur d'ordre et les autres titulaires chantier • Engagement tardif de certains contrats (métiers de la mécanique)
Rang 2+	Recrutement Dimensionnement de l'outil de production	• Besoins de préparation très hétérogènes • Dynamique d'investissement pénalisée par le manque de visibilité sur les besoins du PNNF • Consultations trop tardives pour anticiper les augmentations de capacité indus.

Source : rapport Accenture – 8 septembre 2023

Les industriels de rang 1 sont d'ores et déjà associés à la phase de consultation préparatoire du PNNF, 78 % d'entre eux (ingénierie, équipementiers / ensembliers[63] et industriels intervenant sur le chantier) étant en cours de consultation ou ayant été consulté pour au moins un marché sur lequel ils sont positionnés. La plupart d'entre eux ont déjà investi sur leurs fonds propres pour financer au moins une partie des investissements dans les moyens de production pour les besoins spécifiques du PNNF.

[63] 80 % des ensembliers et équipementiers de rang 1 sont en cours de consultation ou se sont déjà vu attribuer un marché. La grande majorité des entreprises concernées a déjà une expérience significative des grands programmes de construction nucléaire, 80 % d'entre elles ayant déjà participé à la construction d'au moins un EPR et la moitié participé aux quatre chantiers EPR (Olkiluoto, Flamanville 3, Taishan et Hinkley Point).

Le contexte est en revanche beaucoup plus incertain pour les industriels de rang 2, notamment de la chaîne manufacturière, ces derniers indiquant dans leur grande majorité disposer d'une visibilité limitée sur les marchés susceptibles de leur être attribués pour le programme EPR 2[64]. De même, 20 % des industriels de rang 2 s'estiment d'ores et déjà en difficulté financière. L'étude du cabinet Accenture montre à cet égard que cette visibilité limitée sur le programme EPR 2 concerne également les industriels de rang 2 sollicités par des fournisseurs de rang 1 pour des demandes de chiffrage. En effet, ces demandes ne les assurent pas d'être retenus comme prestataires dans le cadre du programme et ne leur donnent pas ou peu d'information sur les spécifications à venir (toutes les spécifications techniques n'étant pas figées) ni sur les volumes à fabriquer ni sur le calendrier de production. Les industriels de rang 2 ont donc une visibilité d'autant plus limitée qu'ils sont tributaires des acteurs de rang 1. Or, la contractualisation entre ces différents acteurs de la filière industrielle ne pourra intervenir que tardivement dès lors que les industriels de rang 2 ne seront mobilisés et consultés qu'à l'issue de la finalisation des études des industriels de rang 1, soit entre 18 et 48 mois après le lancement de la phase d'études des rangs 1.

Par ailleurs, l'incertitude de nombreux industriels est alimentée par la volonté d'EDF de limiter significativement le panel des fournisseurs, conséquence de la prise en compte des retours d'expérience du chantier de Flamanville 3. Enfin, dans le domaine des outils numériques, la filière industrielle évoque un manque de visibilité sur l'environnement digital du programme, les protocoles d'interfaces et d'échange de données.

Ce manque de visibilité de la filière et les incertitudes évoquées auront un impact sur la remontée en compétences de la filière industrielle nucléaire, dès lors notamment que la capacité des entreprises à recruter dans les années à venir dépendra avant tout de leur degré d'intégration dans le processus de préparation du programme EPR 2. Si les caractéristiques intrinsèques aux industriels de rang 2 amplifient ces risques compte tenu du caractère tardif de leur mobilisation et de leur capacité de financement plus limitée, la montée en charge des ressources humaines préoccupe également les industriels de rang 1, en particulier les équipementiers. Ces derniers considèrent en effet que les besoins de recrutement identifiés sur certaines fonctions d'ingénierie se heurtent d'ores et déjà à des difficultés de recrutement et de formation, indépendamment des problèmes

[64] 40 % des industriels ne connaissent pas l'hypothèse de cadence ni le volume à produire par an et 33 % ne connaissent pas leur cadence maximale atteignable d'ici 2030. 55 % estiment qu'ils auront besoin d'augmenter leur capacité de production mais 26 % d'entre eux ne le savent toujours pas.

d'attractivité et de compétition au sein de l'ensemble du secteur industriel, au-delà du nucléaire.

Des travaux ont été lancés par la DGE en collaboration avec la DINN, la DGEC et l'APE, visant à étudier la situation financière de la filière ainsi que ses besoins de financement relatifs aux investissements nécessaires.

2 - Un point majeur de la revue de maturité du programme : la perte de compétences en matière d'ingénierie de chantier

La stratégie industrielle a également été évaluée par la revue de maturité sur le programme NNF. Elle confirme, d'une manière générale, la plupart des constats formulés par l'étude du cabinet Accenture, tout en formulant également des inquiétudes sur la capacité de la filière industrielle à assumer la montée en charge requise par ce programme.

Dans un premier temps, le comité de revue rappelle que la perte de compétences de la filière industrielle s'explique logiquement par la réduction du nombre de projets nucléaires, entre le premier béton du chantier de la centrale de Civaux 2 (construction du palier N 4 - 1er béton en avril 1991 et achèvement en fin d'année 1999) et le premier béton de la centrale de Flamanville en décembre 2007, avant lequel seul le projet d'Olkiluoto (Finlande) avait été lancé sur le sol européen. Elle s'accompagne de la fermeture d'un certain nombre d'usines, de sites industriels et d'entreprises.

Le comité de revue, dans ses conclusions, reconnaît les efforts entrepris par les industriels du nucléaire pour consolider et restaurer, à travers ses différentes organisations professionnelles, les compétences de la filière pour répondre aux enjeux du PNNF.

Outre le plan « Excell », déjà mentionné, d'autres initiatives contribuant à accompagner la filière dans la montée en charge indispensable à la mise en œuvre du PNNF ont également été mises en œuvre telles les créations de réseaux d'industriels (de rang 1, sous l'appellation CAPTEN, de rang 2 sous l'appellation MAGELLAN).

Cependant, le comité de revue identifie de réelles faiblesses dans ce dispositif de remontée en capacité de la filière. Outre ses réserves précitées sur la capacité du GIFEN, le comité de revue observe que la filière industrielle a perdu une compétence spécifique déterminante, l'ingénierie de chantier. Les années de désinvestissement dans le domaine nucléaire ont en effet conduit à la disparition de nombreuses entreprises ou sous-traitants très spécialisés qui assuraient cette ingénierie. Dans ces conditions, le

comité de revue considère que l'ambition d'EDF d'assumer le leadership de la fonction d'ordonnancement, de pilotage et de coordination (OPC)[65] et donc de se doter de ces capacités d'ingénierie est « *irréaliste* » à l'échéance du chantier de Penly et qu'elle est par ailleurs « *porteuse de grands risques d'exécution* ». Cette analyse repose sur le manque d'expérience dans ce domaine des équipes d'EDF et sur l'absence d'éléments permettant de présager de la capacité d'EDF à assurer cette fonction dès les premiers chantiers.

Enfin, le comité de revue relève que nonobstant les efforts de la filière pour attirer et recruter les compétences, les seules ressources nationales seront manifestement insuffisantes pour assurer les besoins et une montée rapide en personnels qualifiés mais également expérimentés. Dès lors, l'appel à de la main d'œuvre étrangère expérimentée dans les métiers en forte tension, y compris hors Europe, sera inévitable. La capacité en ressources et compétences du génie civil est notamment jugée critique dans l'hypothèse de la superposition ou de l'enchaînement des chantiers.

C - La nécessaire refonte de la stratégie contractuelle

La politique industrielle et la stratégie contractuelle sont par définition indissociables pour analyser les capacités de la filière industrielle à répondre aux enjeux du PNNF.

Dans son rapport sur la filière nucléaire publié en juillet 2020, la Cour a recommandé à EDF d'*intégrer aux contrats des dispositions partageant le risque de construction entre le maître d'ouvrage et les prestataires et les intéressant à la tenue du planning de réalisation des travaux*. La mise en œuvre de cette recommandation s'avère incomplète.

1 - Un dispositif contractuel en évolution mais sujet à d'importantes réserves de la part de la filière industrielle

Interrogé sur les suites réservées à cette recommandation, EDF a indiqué que les marchés EPR2 intègrent un système de bonus intitulé « dispositif incitatif annuel de performance opérationnelle » (DIAPO), dont les modalités de calcul sont contractuellement précisées.

[65]. Il s'agit des compétences nécessaires à la planification, la préparation et la coordination des études et du chantier.

La somme allouée au bonus est de 3 à 5 % du montant du marché.

Par ailleurs, certains marchés intègrent, en fonction de leurs enjeux :

- un plan de gestion des risques, précisant la répartition des risques entre EDF et le fournisseur et les parades associées ;
- une convention collaborative de gestion des interfaces, quand une approche collaborative est mise en place entre EDF et plusieurs titulaires de marchés différents ;
- un plateau collaboratif qui a pour but de réduire et favoriser la gestion des interfaces, dans une logique « d'entreprise étendue » ;
- un mécanisme de « prix cible » avec un partage des gains ou des pertes entre EDF et le titulaire selon que le prix final est au-dessus ou en dessous d'un certain seuil.

Enfin, tous les marchés EPR 2 prévoient un mécanisme de « partenariat productivité » avec un partage des gains encourageant la recherche de pistes d'optimisation pendant l'exécution des marchés, ainsi qu'un mécanisme de première alerte qui vise à partager entre les parties les difficultés, donc y compris celles relatives aux risques en phase de construction.

Ces innovations contractuelles introduites dans le cadre de la préparation du PNNF illustrent effectivement une évolution de la stratégie contractuelle d'EDF, en intégrant notamment des critères de performance et/ou de partage des risques. Elles suscitent toutefois des réserves de la part de la filière industrielle.

En premier lieu, selon l'audit Accenture, tous les acteurs en cours de consultation ou ayant remporté un marché, en particulier les industriels de rang 1 dont près de 80 % sont ou ont été d'ores et déjà consultés, considèrent que la surpondération par EDF du critère prix (supérieure à 70 %, jusqu'à 100 %) au détriment d'autres critères, n'est pas adaptée à la recherche d'un optimum technico-économique. De fait, cette surpondération ne prend pas en compte la capacité des soumissionnaires à gagner en performance en cours d'exécution et à en faire bénéficier le programme.

En outre, la décomposition des prix ne distingue pas les coûts non récurrents (par exemple, les coûts liés aux investissements spécifiques au programme) des coûts récurrents (par exemple, les prix d'unité d'œuvre). Le poids du critère prix est en conséquence pénalisant en termes de compétitivité pour les fournisseurs qui intègrent des coûts non récurrents dans leur offre, en comparaison avec ceux qui ne le font pas.

Par ailleurs, selon le même audit, plusieurs autres clauses contractuelles créent de fortes tensions entre EDF et la filière industrielle dans la phase actuelle de consultation. Ces tensions portent en particulier sur certaines clauses : des plafonds de responsabilité tels qu'aucune assurance n'accepterait de couvrir l'industriel à hauteur des montants requis, un montant de garantie bancaire exigé limitant la capacité de certaines entreprises à répondre aux consultations, des montants de pénalités élevés, une clause de sauvegarde jugée inopérante par certains fournisseurs, la clause liée à la propriété intellectuelle restant à clarifier et l'absence de clause de revoyure dans certains dispositifs contractuels.

Les enjeux de ces clauses contractuelles sont d'autant plus importants et sensibles pour les prestataires industriels que certains d'entre eux ont indiqué qu'ils n'excluent pas de se retirer de la consultation compte tenu des risques qu'elles font peser sur leurs entreprises.

Si elles visent légitimement à protéger les intérêts du maître d'ouvrage, ces clauses contractuelles contestées constituent un frein à l'engagement à investir d'une partie de la filière industrielle, d'où la prudence constatée sur les investissements à réaliser, d'autant plus que les contrats forfaitaires passés le sont dans un contexte de conception encore inaboutie[66], ce qui entraîne des risques sur l'exécution globale du programme et donc de signature de nombreux avenants.

Ces constats rejoignent ceux de la revue de maturité du programme EPR 2. Le comité de revue reconnaît le bon niveau de visibilité donnée à la filière industrielle par EDF, contrairement aux projets d'EPR précédents. Cette visibilité résulte de l'anticipation de la campagne d'appels d'offres et de contractualisation sur le périmètre des six tranches à construire[67], ce qui est de nature à favoriser l'anticipation des recrutements et la mise à jour de l'outil industriel.

Cependant, le comité de revue considère que cette visibilité demeure limitée dans les faits en raison notamment du caractère irréaliste, à ce stade de l'avancement des études, d'une contractualisation sur des spécifications techniques et des quantitatifs précis. Par ailleurs, le clausier est qualifié de « *trop peu partenarial* », expliquant sa remise en cause par les fournisseurs. Il se caractérise par des clauses contractuelles particulièrement contraignantes

[66] La finalisation du dispositif contractuel reste par définition problématique compte tenu des incertitudes actuelles sur la maturité du design, au stade actuel de l'enclenchement de la phase de conception détaillée.

[67] À la différence de l'essentiel des contrats qui portent sur les 6 tranches, l'appel d'offres concernant le contrat de génie-civil principal n'a été lancé que pour le premier site de construction (chantier de Penly).

et déséquilibrées pour les prestataires, en particulier sur le sujet du partage des risques, des responsabilités, des dommages, des décalages de planning et des assurances. Ces constats ont ainsi conduit le comité de revue à recommander à EDF d'élaborer un nouveau clausier, en profitant notamment des retards de l'ingénierie, et de renégocier les contrats d'ores et déjà passés ou à passer. Enfin, le comité de revue relève le manque d'incitation à la performance du dispositif contractuel, en raison de la surpondération du critère prix (également évoquée dans l'audit Accenture) au détriment de critères techniques et industriels.

2 - La politique des « achats », élément déterminant pour la réussite de la politique contractuelle

L'une des conditions de réussite du PNNF impose qu'EDF, en tant que maître d'ouvrage et de chef de file de la filière nucléaire civile, soit en mesure d'apporter une attention particulière au levier des « achats », garantie essentielle pour assurer une solidité financière pérenne des entreprises de la filière engagées dans le programme et leur permettre de remonter en compétences mais aussi de s'assurer de la réalisation, au meilleur coût, du programme nouveau nucléaire.

La politique industrielle d'EDF est de fait appelée à s'exercer principalement par le biais des achats et les enjeux financiers sont très significatifs. Le comité de revue les évalue en effet à plusieurs dizaines de milliards d'euros pendant la durée de construction des EPR 2, soit 2 à 3 milliards d'euros par an, auxquels s'ajoutent 4 à 4,5 Md€/an consacrés au grand carénage du parc existant.

Or, dans ses conclusions sur la maturité du programme EPR 2 de novembre 2023, le comité de revue critique la résistance au changement d'EDF dans le domaine des achats et relève que les processus internes en vigueur au sein de l'entreprise constituent un frein important à la bonne mise en œuvre de la politique industrielle. L'approche juridique d'EDF est qualifiée d'excessivement défensive, incompatible avec les exigences d'une stratégie industrielle de long terme et de performance en général. Considérant le caractère trop contraignant des règles de la commande publique pour mener un programme d'une telle complexité avec autant d'interfaces, le comité de revue du programme EPR 2 formule une recommandation appelant à les faire évoluer rapidement.

La loi n° 2024-450 du 21 mai 2024 relative à l'organisation de la gouvernance de la sûreté nucléaire et de la radioprotection pour répondre au défi de la relance de la filière nucléaire, dans son volet « Adaptation des règles de la commande publique aux projets nucléaires », s'inscrit dans

cette perspective et prévoit à ce titre plusieurs évolutions : d'une part, l'exclusion du champ d'application du code de la commande publique de tous les marchés concernant notamment l'ilot nucléaire, l'enceinte de sécurité et le système d'information ; d'autre part, pour les marchés qui resteront dans le champ d'application du code, diverses simplifications dont la suppression de l'obligation d'allotissement et la possibilité de conclure des accords-cadres pour une durée pouvant aller jusqu'à celle du programme (au lieu de la référence actuelle de 8 ans).

Il appartiendra en conséquence à EDF de se saisir de ces évolutions législatives pour adopter une véritable approche partenariale et de long terme avec ses fournisseurs, en permettant une meilleure réactivité, souplesse et efficacité dans le domaine de la fonction « achats », tout en préservant ses intérêts opérationnels et financiers de maître d'ouvrage.

CONCLUSION

Le rapport public thématique de la Cour de 2020 sur la filière EPR exposait les multiples raisons des dérives du chantier de Flamanville : défaut de pilotage du chantier par EDF, gouvernance défaillante et inorganisation de l'entreprise, confusion permanente entre les fonctions de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, perte de compétences techniques et de culture qualité des entreprises de la filière industrielle nucléaire qu'd'EDF a été dans l'incapacité de maîtriser. Ces constats avaient conduit la Cour à formuler un certain nombre de recommandations. Le contrôle de suivi réalisé montre que leur mise en œuvre est à ce jour partielle voire incomplète.

Pour répondre aux enjeux du PNNF, la supervision par l'État du programme industriel de construction des nouveaux réacteurs nucléaires a été confiée à la DINN. Le groupe EDF a procédé à une révision de ses stratégies industrielle et contractuelle, engagé avec ses fournisseurs un dialogue en amont et mis en place des actions de remontée en compétences de la filière industrielle.

La réorganisation interne des activités nucléaires au sein d'EDF, bien que non encore totalement finalisée, notamment le dispositif envisagé pour clarifier les responsabilités entre la maîtrise d'ouvrage, la maîtrise d'œuvre, l'ingénierie, l'exploitant et le pôle industriel, s'inscrivent dans cette dynamique de structuration.

Pour autant, la réalité de cette dynamique de réorganisation et de structuration de la filière industrielle nucléaire ne permet pas de considérer que cette dernière est en mesure de répondre aux défis du PNNF. D'importantes réserves et incertitudes restent en effet à lever pour assurer la crédibilité du programme EPR 2.

Les incertitudes les plus préoccupantes portent sur l'absence de financement du programme et sur l'avancement de la conception de l'EPR2, conditions déterminantes pour assurer la visibilité du programme. Or, la mobilisation de la filière industrielle, attentive aux dérives des précédents projets et des chantiers en cours, est hétérogène et manifestement prudente. Les dérives récentes annoncées du chantier d'Hinkley Point, en termes de surcoût et de retard dans les délais, alimentent cet attentisme. S'y ajoutent le scepticisme sur le planning de réalisation, l'absence de décision finale d'investissement et en corollaire les interrogations sur le financement de la phase de préparation du programme EPR 2.

Le clausier contractuel mis en œuvre par EDF pour le projet EPR 2 est par ailleurs remis en cause par les fournisseurs car jugé insuffisamment partenarial et déséquilibré. Le caractère inabouti de la conception des bâtiments et des systèmes de l'EPR 2 affecte également la crédibilité de la contractualisation initiée. Enfin, l'approche juridique actuelle des règles régissant la commande publique au sein d'EDF apparaît encore peu compatible avec les exigences d'une stratégie industrielle de long terme et de performance en général. Elle doit donc évoluer à l'aune notamment des simplifications introduites par la loi n° 2024-450 du 21 mai 2024.

Liste des abréviations

ANDRA .... Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs
ANSSI .... Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information
ASN..................... Autorité de sûreté nucléaire
CEA..................... Commissariat à l'énergie atomique
CNEPE .... Centre national d'équipement de production d'électricité
DESA .... Design Authority
DINN................... Délégation interministérielle au nouveau nucléaire
DIPDE .... Division de l'ingénierie du parc cet de l'environnement
DIPNN .... Direction ingénierie et projets nouveau nucléaire
DIRES .... Direction innovation, responsabilité d'entreprise et stratégie
DISC .... Direction ingénierie et Supply Chain
DP2IF.................. Direction performance, impact, investissements et finance
DPNT .... Direction production nucléaire et technique
DPS .... Division programmes et stratégie
DSTID .... Direction stratégie, technologies, innovation et développement
DT .... Direction technique
EPR .... Réacteur pressurisé européen
ETI .... Entreprise de taille intermédiaire
FID .... Décision finale d'investissement
GIFEN .... Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire
HPC..................... Hinkley Point C
IGSNR .... Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection d'EDF
IRSN .... Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire
MOA .... Maîtrise d'ouvrage
MOE.................... Maîtrise d'œuvre
NNF..................... Nouveau nucléaire France
OPC..................... Ordonnancement, pilotage et coordination
PME .... Petites et moyennes entreprises
PNNF .... Programme nouveau nucléaire France
R&D.................... Recherche et développement

SZC .... Sizewell C

Supply Chain .... Ensemble des fonctions visant à sécuriser les activités des partenaires industriels d'EDF, depuis la stratégie, la contractualisation, et jusqu'à la maîtrise des fabrications et réalisations

SMR .... Small modular reactor / Petits réacteurs modulaires

UFE .... Union française de l'électricité

UIMM .... Union des Industries et métiers de la métallurgie

UK .... United Kingdom / Royaume Uni

UMN .... Université des métiers du nucléaire

UMRED .... Unité managériale ressources EDVANCE

Annexes

Annexe n° 1 : le discours de Belfort et la stratégie énergétique française

La stratégie énergétique énoncée à Belfort en février 2022 par le Président de la République et qui marque une inflexion forte en faveur du nucléaire s'appuie sur le travail mené par le gestionnaire de réseau RTE dans Futurs énergétiques 2050. L'énergie électrique d'origine nucléaire, apparait comme le troisième axe essentiel des politiques de décarbonation de l'énergie, après la baisse de consommation d'énergie (sobriété), et dans le cadre de l'électrification des usages, les énergies renouvelables et le nucléaire « […] *la clé pour produire cette électricité de manière la plus décarbonée, la plus sûre, la plus souveraine est justement, d'avoir une stratégie plurielle, celle que nous avons choisi sur la base de ces travaux et de développer tout à la fois les énergies renouvelables et le nucléaire […] La réalité est ce que nous montre au contraire l'étude de RTE, c'est que nous n'avons d'autre choix que de miser en même temps sur ces deux piliers. C'est le choix le plus pertinent d'un point de vue écologique et le plus opportun d'un point de vue économique et enfin le moins coûteux d'un point de vue financier. C'est donc pour cela que c'est le choix que nous allons poursuivre.* »

Plusieurs décisions et axes sont ainsi amorcés dans ce discours qui réouvrent des perspectives fortes pour la filière nucléaire :

- La prolongation de tous les réacteurs nucléaires qui peuvent l'être sans rien céder sur la sûreté et l'étude des conditions de prolongation au-delà de 50 ans, en lien avec l'autorité de sûreté nucléaire.
- Le lancement par pallier d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires de six EPR2, soit 10 GW, et des études sur la construction de 8 EPR2 additionnels, soit 13,2 GW. Avec pour objectif un début de chantier à l'horizon 2028, pour une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035.
- Un appel à projets soutenu à hauteur d'un milliard d'euros par France 2030 pour faire émerger des petits réacteurs modulaires (SMR/EDF NUWARD) mais aussi des réacteurs innovants permettant de fermer le cycle du combustible et de produire moins de déchets (à hauteur de 500 M€ soit la moitié de la somme totale prévue).
- Un objectif global de mise en service de 25 gigawatts de nouvelles capacités nucléaires d'ici 2050.

Sur les trois scénarios avec construction de nouveaux réacteurs nucléaires de Futurs énergétiques 2050, le scenario N03 est celui qui

correspond le plus au discours de Belfort puisque c'est le seul qui intègre des SMR, et même s'il ne colle pas parfaitement aux annonces, avec ses 27 GW de nouveau nucléaire (EPR2 + SMR) au lieu des 25 GW fixés comme objectif global à 2050.

La remobilisation et la restructuration de la filière nucléaire sont également évoquées, à cet effet il est rappelé que des audits externes ont été conduits pour évaluer les capacités de la filière nucléaire à exécuter ces scénarios, et qu'une large restructuration de la filière va être lancée autour d'EDF, avec des soutiens financiers importants pour lui donner les moyens de mener à bien ces différents chantiers. En parallèle l'ARENH[68] va également évoluer vers un autre mécanisme.

Sept mois après le discours de Belfort, le Président de la République a de nouveau pris la parole sur l'avenir énergétique de la France, à l'occasion de la mise en service du parc éolien en mer de Saint-Nazaire. Le contexte a alors changé, et la France, comme le reste de l'Europe, affronte une crise énergétique majeure liée au contexte géopolitique entre la Russie et l'Ukraine et ses conséquences sur l'équilibre énergétique européen Gaz russe). L'ensemble des axes prioritaires du discours de Belfort sur l'avenir énergétique du pays sont maintenus, il y est confirmé le souhait de construire trois paires d'EPR2, suivis de quatre autres, le développement en parallèle de SMR et un « *immense plan de recrutement, de formation, d'entretien des compétences* ».

Les axes de la politique énergétique qui vont alimenter la stratégie globale sur l'énergie et le climat, définis dans ce discours, intègrent pleinement la production d'électricité d'origine nucléaire. La manière de les mettre en œuvre doit encore être précisée. La troisième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui intègre le déploiement de nouveau nucléaire, a été mise en consultation fin 2024.

[68] L'accès régulé à l'énergie nucléaire historique.

Annexe n° 2 : l'étude Futurs Énergétiques 2050 de RTE

Les six scénarios de Futurs énergétiques 2050

S'agissant de la consommation d'électricité, le scénario de référence de RTE – qui suppose une prolongation des modes de vie actuels – retient une consommation de 645 Twh en 2050, soit une augmentation de 35 % par rapport à aujourd'hui (475 Twh). Deux autres scenarios évaluent la consommation en 2050 à 550 Twh (scénario « Sobriété) et 755 Twh (scénario « Réindustrialisation profonde »).

Six scénarios de mix de production sont décrits pour répondre à la demande de consommation du scenario de référence, se répartissant en deux grandes familles :

Trois scénarios sans programme de nouveau nucléaire, prévoyant à terme un système 100 % renouvelable et une sortie du nucléaire comprise entre 2050 et 2060 :

- Scénario M0 : 100 % renouvelable en 2050
- Scénario M1 : vers 100 % renouvelable avec une répartition diffuse
- Scénario M23 : vers 100 % renouvelable avec de grands parcs
- Trois scénarios intégrant à la fois un programme de nouveau nucléaire et un développement des énergies renouvelables :
- Scénario N1 : Énergies renouvelables + programme nouveau nucléaire à un rythme de deux EPR tous les cinq ans (ou « Énergies renouvelables + nouveau nucléaire 1 »)
- Scénario N2 : Énergies renouvelables + programme nouveau nucléaire avec accélération au-delà des six premiers EPR (ou « Énergies renouvelables + nouveau nucléaire 2 »)
- Scénario N03 : activation de tous les leviers pour atteindre 50 GW de nucléaire en 2050 (ou « Énergies renouvelables + nouveau nucléaire 3 »)

Source : RTE

Les principales conclusions concernant les scénarios :

La logique consistant à renforcer la capacité de production d'électricité bas-carbone (logique additive « renouvelables + nucléaire ») est celle qui présente le meilleur bilan climatique de court/moyen terme.

Elle est donc la plus à même de permettre l'atteinte des objectifs climatiques en 2030. *A contrario*, les scénarios prévoyant une substitution rapide des renouvelables au nucléaire réduisent le potentiel de production décarbonée.

La proposition industrielle la plus ambitieuse de la filière nucléaire consiste à atteindre un parc nucléaire d'une capacité complète de 50 GW en 2050 (dans le scénario N03) dans un scénario de relance volontariste du nucléaire. Cela implique de prolonger l'essentiel des réacteurs actuels jusqu'à 60 ans, d'exploiter certains d'entre eux au-delà de cette durée, de mettre en service 14 nouveaux réacteurs de type EPR 2 entre 2035 et 2050, et d'installer en complément une capacité significative de petits réacteurs nucléaires (SMR).

Un parc nucléaire de 50 GW est susceptible de produire de l'ordre de 325 TWh en 2050, ce qui équivaut, dans la trajectoire de consommation de référence, à environ 50 % de la production nationale. Les scénarios comprenant un parc nucléaire de 40 GW au moins (N2 et N03) peuvent conduire, à long terme, à des coûts plus bas pour la collectivité qu'un scénario 100 % renouvelable reposant sur de grands parcs. Les scénarios M (« 100 % renouvelables ») apparaissent d'autant plus onéreux par rapport aux scénarios N que la sortie du nucléaire se fait rapidement.

Dans le cas de référence sur l'évolution du coût des technologies, l'écart de coût entre les scénarios M23 et N2 est de l'ordre de 10 milliards d'euros par an. Dans les nombreuses variantes étudiées, cet écart demeure orienté dans le même sens. Les scénarios de sortie du nucléaire dès 2050 (M0) ou fondés majoritairement sur le solaire diffus (M1) sont significativement plus onéreux que les autres options.

Les 18 principaux enseignements de Futurs énergétiques 2050 :

Consommation

- Agir sur la consommation grâce à l'efficacité énergétique, voire la sobriété est indispensable pour atteindre les objectifs climatiques
- La consommation d'énergie va baisser mais celle d'électricité va augmenter pour se substituer aux énergies fossiles
- Accélérer la réindustrialisation du pays, en électrifiant les procédés, augmente la consommation d'électricité mais réduit l'empreinte carbone de la France

Transformation du Mix

- Atteindre la neutralité carbone en 2050 est impossible sans un développement significatif des énergies renouvelables
- Se passer de nouveaux réacteurs nucléaires implique des rythmes de développement des énergies renouvelables plus rapides que ceux des pays européens les plus dynamiques

Économie

- Construire de nouveaux réacteurs nucléaires est pertinent du point de vue économique, *a fortiori* quand cela permet de conserver un parc d'une quarantaine de GW en 2050 (nucléaire existant et nouveau nucléaire)
- Les énergies renouvelables électriques sont devenues des solutions compétitives. Cela est d'autant plus marqué dans le cas de grands parcs solaires et éoliens à terre et en mer
- Les moyens de pilotage dont le système a besoin pour garantir la sécurité d'approvisionnement sont très différents selon les scénarios. Il existe un intérêt économique à accroître le pilotage de la consommation, à développer des interconnexions et le stockage hydraulique, ainsi qu'à installer des batteries pour accompagner le solaire. Au-delà, le besoin de construire de nouvelles centrales thermiques assises sur des stocks de gaz décarbonés (dont l'hydrogène) est important si la relance du nucléaire est minimale et il devient massif – donc coûteux – si l'on tend vers 100 % renouvelable
- Dans tous les scénarios, les réseaux électriques doivent être rapidement redimensionnés pour rendre possible la transition énergétique

Système et technologies

- Créer un « système hydrogène bas-carbone » performant est un atout pour décarboner certains secteurs difficiles à électrifier, et une nécessité dans les scénarios à très fort développement en renouvelables pour stocker l'énergie
- Les scénarios à très hautes parts d'énergies renouvelables, ou celui nécessitant la prolongation des réacteurs nucléaires existants au-delà de 60 ans, impliquent des paris technologiques lourds pour être au rendez-vous de la neutralité carbone en 2050
- La transformation du système électrique doit intégrer dès à présent les conséquences probables du changement climatique, notamment sur les ressources en eau, les vagues de chaleur ou les régimes de vent

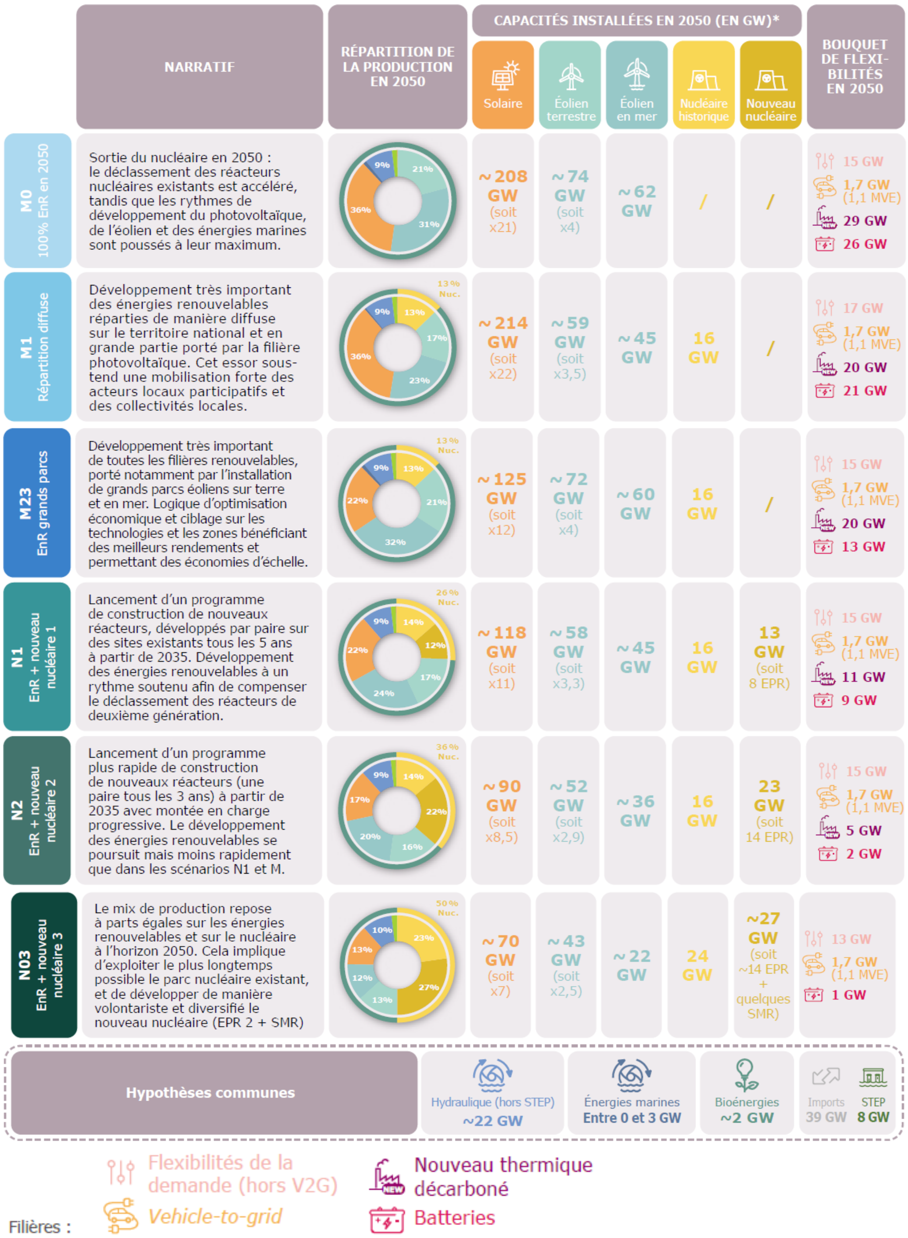
Espace et environnement

- Le développement des énergies renouvelables soulève un enjeu d'occupation de l'espace et de limitation des usages. Il peut s'intensifier sans exercer de pression excessive sur l'artificialisation des sols, mais doit se poursuivre dans chaque territoire en s'attachant à la préservation du cadre de vie
- Même en intégrant le bilan carbone complet des infrastructures sur l'ensemble de leur cycle de vie, l'électricité en France restera très largement décarbonée et contribuera fortement à l'atteinte de la neutralité carbone en se substituant aux énergies fossiles
- L'économie de la transition énergétique peut générer des tensions sur l'approvisionnement en ressources minérales, particulièrement pour certains métaux, qu'il sera nécessaire d'anticiper

Général

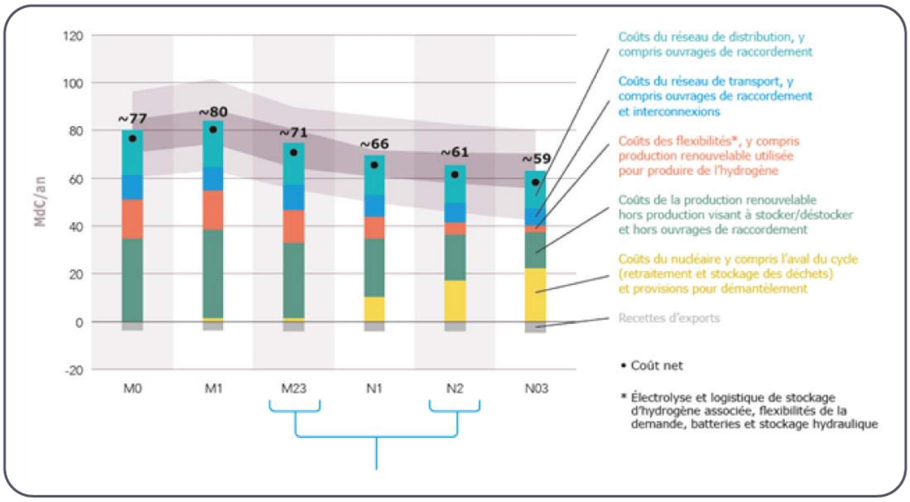
- Pour 2050 : le système électrique de la neutralité carbone peut être atteint à un coût maîtrisable pour la France
- Pour 2030 : développer les énergies renouvelables le plus rapidement possible et prolonger les réacteurs nucléaires existants dans une logique de maximisation de la production bas-carbone augmente les chances d'atteindre la cible du nouveau paquet européen « -55 % net »
- Quel que soit le scénario choisi, il y a urgence à se mobiliser

Graphique n° 2 : scénarios de mix de production à l'horizon 2050



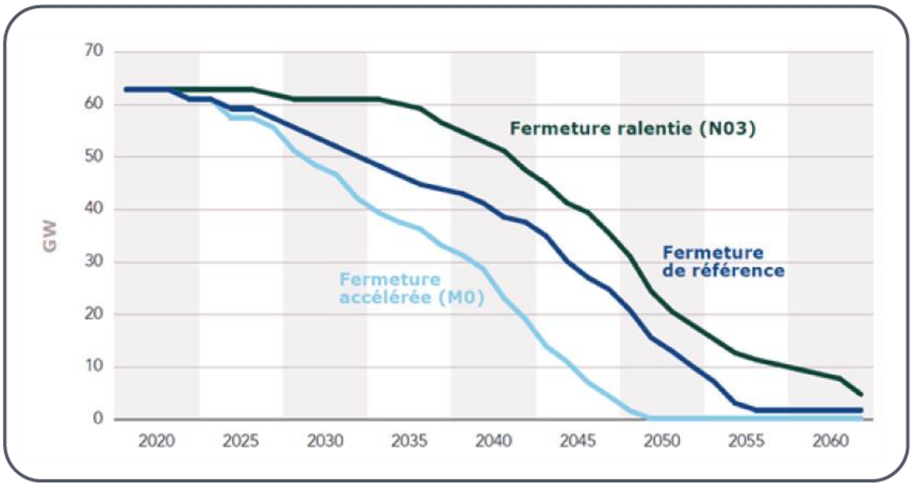
*Source : RTE. *Les quantités et parts d'énergie sont exprimées par rapport au scénario de consommation de référence.*

Graphique n° 3 : coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060



Source : RTE

Graphique n° 4 : trajectoires de fermeture du nucléaire existant selon les scénarios de Futurs énergétiques 2050



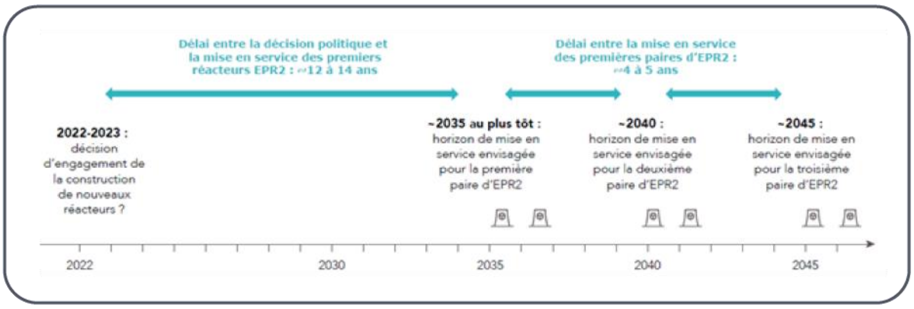
Source : RTE

Tableau n° 6 : âge moyen des réacteurs encore en service par trajectoire de fermeture du nucléaire existant

	Trajectoire de fermeture du nucléaire existant		
Age moyen des réacteurs existants (hors EPR de Flamanville) encore en service en :	Référence (M1, M23, N1, N2)	Accélérée (M0)	Ralentie (N03)
2030	42 ans	41 ans	42 ans
2040	50 ans	47 ans	51 ans
2050	54 ans		56 ans
2060			58 ans

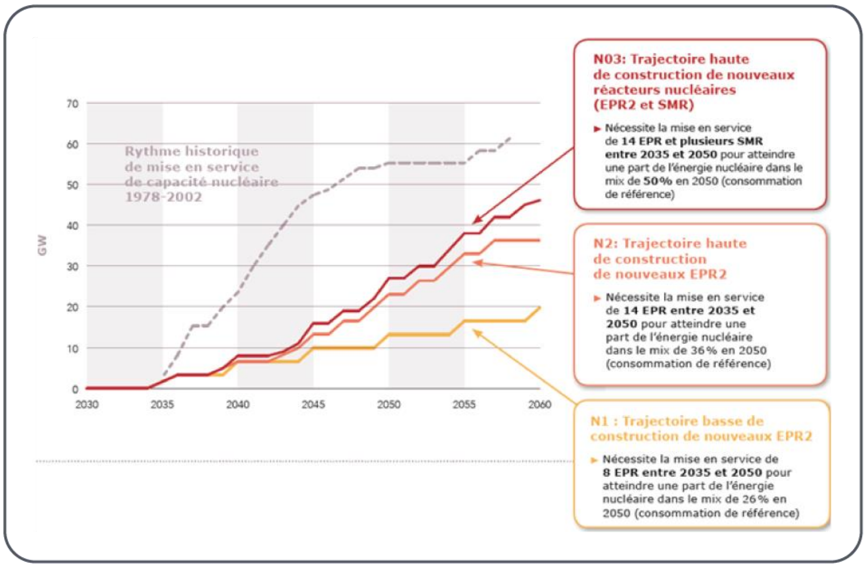
Source : RTE

Schéma n° 2 : programme « nouveau nucléaire France » et délais estimés entre les premières mises en service des EPR2



Source : RTE

Graphique n° 5 : trajectoires de développement de nouveaux réacteurs nucléaires envisagées dans Futurs énergétiques 2050



Source : RTE

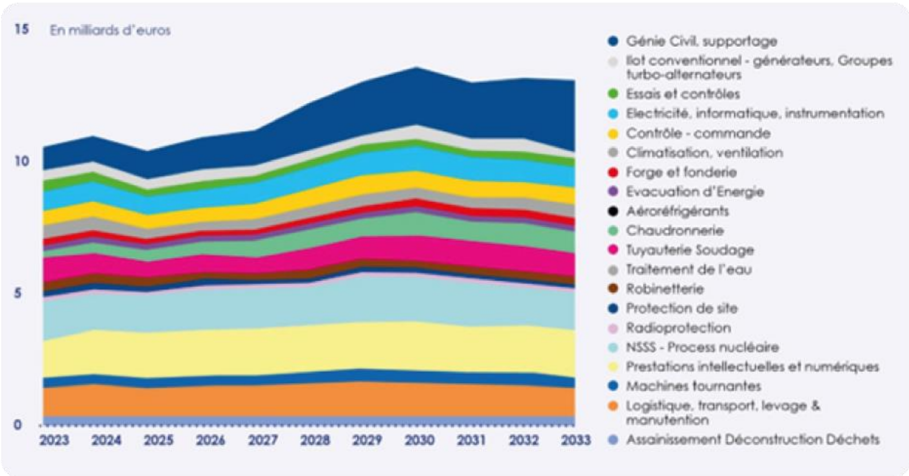
Annexe n° 3 : illustrations des besoins de la filière nucléaire sur 10 années

Tableau n° 7 : synthèse des enjeux en matière de compétences et de capacités de chaque segment d'activité

Segments	Enjeux compétences	Enjeux industriels
01-Assainissement Déconstruction Déchets	Besoins globalement stables Métiers spécifiques au nucléaire	Outillages spécifiques Procédés innovants
02-Evacuation d'énergie	Croissance rapide du besoin Enjeux sur des métiers spécifiques	Planification et réservation de créneaux pour la fabrication
03-Forge, fonderie	Croissance rapide du besoin sur des compétences en tension	Capacitaires avec impact sur la supply chain des équipementiers Modernisation outil industriel et processus.
04-Climatisation ventilation	Besoins à croissance différée Métiers spécifiques Gestion de baisse de charge 2026-29	Supply chain (attractivité filière). Anticipation des fabrications (peu d'acteurs pour certains équipements)
05-Contrôle commande	Croissance rapide du besoin. Difficultés sur métiers particuliers	Anticipation et réservation de créneaux de production (acteurs multi-sectoriels). Pérennisation des installations existantes.
06-Electricité	Croissance rapide du besoin. Difficultés sur métiers particuliers	Anticipation et réservation de créneaux de production (acteurs multi-sectoriels) Pérennisation des installations existantes
07-Essais et contrôles	Besoin relativement stable sur des compétences déjà en tension. Evolution des procédés à venir (automatisation)	Evolution des procédés : Emergence outils spécifiques, restructuration du périmètre d'intervention des acteurs
08-Ilôt conventionnel-Groupe Turbo Alternateur	Besoins à croissance différée. Difficultés sur métiers particuliers	Evolution des acteurs industriels, Capacitaire dépendant des plannings des programmes nucléaires
09-Génie civil-supportage	Croissance rapide du besoin Difficultés sur métiers particuliers Importante volumétrie sur le neuf	Visibilité plannings et organisation projets
10-Logistique-transportmanutention-levage	Besoins globalement stables mais élevés	Visibilité sur stratégie des projets neufs. Anticipation et coactivité
11-Machines tournantes	Croissance rapide du besoin. Difficultés sur métiers particuliers	Capacitaire (extensions), supply chain Modernisation outil industriel Innovation : fabrication additive
12-Prestations intellectuelles	Besoins 2023-2026 puis relative stabilité. Concurrence intersectorielle	Sans objet
13-Process nucléaire	Croissance rapide du besoin. Difficultés sur métiers particuliers	Capacitaire dépendant des plannings des programmes, supply chain
14-Radioprotection	Besoins globalement stables	Acteurs spécialisés
15-Protection de site	Besoins globalement stables	
16-Robinetterie	Besoins à croissance différée Difficultés sur métiers particuliers	Evolution tissu industriel, supply chain Modernisation outil de production
17-Traitement de l'eau	Besoins à croissance différée	Multisectoriel
18a-Tuyauterie, soudage	Croissance rapide du besoin sur des compétences en tension Automatisation soudage à venir	Modernisation outil industriel
18b-Chaudronnerie,	Croissance rapide du besoin sur des compétences en tension	Supply chain (forge). Modernisation outil industriel
19-Aéroréfrigerant	Besoins à croissance différée	Mobiliser selon plannings

Source : programme MATCH – GIFEN. NB : Les points d'attention sont en orange.

Graphique n° 6 : courbes de charge sous-traitée par les exploitants sur 10 ans (présentation par segment d'activité)



Source : GIFEN